



Diario Oficial

LA GACETA

Costa Rica

145 años



ALCANCE Nº 7 A LA GACETA Nº 8

Año CXLV

San José, Costa Rica, miércoles 18 de enero del 2023

299 páginas

DOCUMENTOS VARIOS GOBERNACIÓN Y POLICÍA

REGLAMENTOS

INSTITUTO COSTARRICENSE DEL DEPORTE
Y LA RECREACIÓN

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD

INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS
AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS
SUPERINTENDENCIA DE TELECOMUNICACIONES

NOTIFICACIONES

COLEGIO DE LICENCIADOS Y PROFESORES EN LETRAS,
FILOSOFÍA, CIENCIAS Y ARTES

DOCUMENTOS VARIOS

GOBERNACIÓN Y POLICÍA

CIRCULAR DG-02-01-2023

Para: Director y Subdirector de Policía Profesional de Migración y Extranjería, Gestión Regional Policial y funcionarios Policía Profesional de Migración y Extranjería

cc: Gestión de Extranjería, Gestión de Migraciones, Dirección Técnica Operativa y Regional, Unidad de Refugio, Unidad Planificación Institucional, Gestión de Recursos Financieros, Asesoría Jurídica, Contraloría de Servicios, Unidad de Comunicación.

De: Marlen Luna Alfaro, Directora General.

Asunto: Eliminación del estampado del sello en movimientos migratorios realizados por personas costarricenses y residentes, vía aérea y marítima.

Fecha: 10 de enero de 2023

Rige a partir: 16 de enero de 2023

Considerandos:

I)- Que el Estado costarricense cuenta con la potestad soberana de fiscalizar el ingreso y egreso de personas nacionales y extranjeras al territorio nacional, conforme a las facultades que otorga la Constitución Política, los tratados internacionales debidamente ratificados.

II)- Esa potestad, fue delegada por la Ley General de Migración y Extranjería número 8764 en la Dirección General de Migración y Extranjería, órgano adscrito al Ministerio de Gobernación y Policía competente para la ejecución de las funciones que establece esa ley, y que es representado por el Director General que es el superior jerárquico de la entidad y, por tanto, el funcionario encargado de ejercer y coordinar las funciones de la Institución.

III)- Que es función de la Dirección General de Migración y Extranjería, registrar el movimiento internacional de las personas y elaborar los datos estadísticos correspondientes, desagregados por sexo, nacionalidad, edad y categoría migratoria, además de tener el deber de intercambiar con otros entes del Estado, a efectos de desarrollar un control migratorio integral.

IV)- El aumento en el volumen del tráfico, los Estados se concentran cada vez más en la forma de racionalizar los trámites de despachar viajeros mediante el empleo de bases de datos computarizadas, el intercambio electrónico de estos datos, la rapidez en el despacho, la confianza en la exactitud de la verificación que tales sistemas proporcionan.

V)- Que el uso de los MRTD (Machine Readable Travel Documents) en los sistemas de despacho automatizados pueden permitir a los Estados prescindir de documentos en papel, eliminando o disminuyendo costos administrativos relacionados con los procedimientos manuales.

VI)- Que la Dirección General de Migración y Extranjería pondrá a disposición de los usuarios una base de datos migratoria segura, confiable y accesible a través del sitio web de la institución, la cual permitirá la consulta de sus registros y movimientos migratorios desde cualquier parte del mundo (entradas y salidas del país), lo anterior, se podrá realizar a través de una solicitud de consulta de movimientos migratorios, o una certificación, en caso de que así lo requiera.

VII)- Los procesos de modernización y racionalización de la Administración Pública han conducido a erigir la transparencia, la claridad, la eficiencia y la publicidad como principios fundamentales del accionar administrativo.

VIII)- El respeto a dichos principios se presenta como un requisito indispensable para que la Administración pueda satisfacer los imperativos que plantea el desarrollo con absoluto respeto a los principios democráticos y a los Derechos Fundamentales. El énfasis en estos principios es consecuencia de la necesidad de acercar la Administración al ciudadano.

IX)- Los Estados miembros de la OACI (Organización de Aviación Civil Internacional) han reconocido que la normalización es una necesidad y que las ventajas de adoptar los formatos normalizados para pasaportes y otros documentos de viaje trascienden las obvias ventajas para aquellos Estados que cuentan con lectores mecánicos y bases de datos para utilizar en los sistemas de despacho automático.

X)- El nuevo enfoque administrativo en favor de los administrados, lo cual se logra mediante la aplicación ágil y fluida de la tramitación de las peticiones de los particulares. Este cambio de modelo o paradigma administrativo se logra a través de la mejora regulatoria, entendida esta como el conjunto de acciones que deben realizar los órganos y entes que conforman la Administración Pública central y descentralizada, instituciones autónomas y semiautónomas, órganos con personalidad jurídica instrumental, entes públicos no estatales, municipalidades y empresas públicas, para mejorar la manera en que se regula las actividades del sector público, en interacción con el sector privado, y en general con la sociedad; garantizando el bienestar de sus habitantes, al propiciar por este medio que el país sea más competitivo y más desarrollado.

XI)- Este tema de la mejora regulatoria no se enmarca en un simple programa de carácter indicativo de la Administración; por el contrario, constituye una obligación derivada de principios constitucionales, principios rectores de la función y organización administrativa, que como tales deben orientar, dirigir y condicionar a todos los entes y órganos que conforman la Administración Pública en su actividad ordinaria o usual

funcionamiento. Dentro de tales principios destacan la eficacia, eficiencia, simplicidad y celeridad consagrados a nivel constitucional en los artículos 140 inciso 8 de la Constitución Política, en cuanto le impone al Poder Ejecutivo el deber de "*vigilar el buen funcionamiento de los servicios y dependencias administrativas*"; el artículo 139 inciso 4, en la medida que incorpora el concepto de "*buena marcha de Gobierno*"; y el artículo 191, al recoger el principio de "*eficiencia de la Administración*".

Estos principios de orden constitucional han sido desarrollados por la normativa infra constitucional y por la Ley General de la Administración Pública, siendo que esta última los recoge en los artículos 4, párrafo primero de los artículos 225 y 269 párrafo 1º. En este mismo sentido la Sala Constitucional, en la sentencia N.º 2004- 4872, indicó lo siguiente:

"La eficacia como principio supone que la organización y función administrativa deben ser diseñadas y concebidas para garantizar la obtención de los objetivos, fines y metas propuestos y asignados por el propio ordenamiento jurídico, con lo que debe ser ligado a la planificación y a la evaluación o rendición de cuentas (artículo 11, párrafo 2, de la Constitución Política). La eficiencia, implica obtener los mejores resultados con el mayor de los costos o el uso racional de los recursos humanos, materiales tecnológicos y financieros. La simplicidad demanda que las estructuras administrativas y sus competencias sean de fácil comprensión y entendimiento, sin procedimientos alambicados que retarden la satisfacción de los intereses públicos, a través de los diversos mecanismos, de la forma más expedita, rápida y acertada posible para evitar los retardos indebidos. Este conjunto de principios le impone exigencias, responsabilidades y deberes permanentes a todos los entes públicos que no pueden declinar de forma transitoria o singular".

XII)- Bajo esa circunstancia, las regulaciones y trámites de los órganos y entes que conforman la Administración central y descentralizada, instituciones autónomas y semiautónomas, órganos con personalidad jurídica instrumental, entes públicos no estatales, municipalidades y empresas públicas, están sujetas al cumplimiento de los principios de eficiencia y simplicidad en aras de proteger los derechos fundamentales de los particulares.

XIII)- Que el Gobierno de la República pretende impulsar una nueva cultura del servicio público, un gobierno que cueste menos y que haga más; un gobierno honesto, responsable y solidario, que procure el bien común con eficacia. Un gobierno que diseñe y ponga en acción políticas y prácticas que se traduzcan en beneficios tangibles para la sociedad.

XIV)- Que actualmente el sellado físico de salida del territorio nacional para nacionales costarricenses ha sido eliminado de los procedimientos de control migratorio.

En virtud de lo anterior, el Director(a) General de Migración y Extranjería debe velar por que las funciones del órgano, se desarrollen en estricto apego al bloque de legalidad y en cumplimiento de los principios de eficiencia y eficacia que rigen el actuar administrativo, conforme el artículo 4 de la Ley General de la Administración Pública número 6227 que establece "*La actividad de los entes públicos deberá estar sujeta en su conjunto a los principios fundamentales del servicio público, para asegurar su continuidad, su eficiencia, su adaptación a todo cambio en el régimen legal o en la necesidad social que satisfacen y la igualdad en el trato de los destinatarios, usuarios o beneficiarios*" y el numeral 269 inciso 1) de la Ley General de la Administración Pública que establece: "*La actuación administrativa se realizará con arreglo a normas de economía, simplicidad, celeridad y eficiencia*" e inciso 2) que indica: "*Las autoridades superiores de cada centro o dependencia velarán, respecto de sus subordinados, por el cabal cumplimiento de este precepto, que servirá también de criterio interpretativo en la aplicación de las normas de procedimiento*".

En virtud de lo anterior, en aras de mejorar el proceso de control migratorio y con el fin de poner al país a la vanguardia en los procesos migratorios, a partir del próximo 16 de enero aplicarán las siguientes disposiciones:

I. ALCANCES:

1. Vía Aérea

a. Aeropuertos Juan Santamaría y Daniel Oduber Quirós

- Se elimina el estampado del sello que se realiza al momento del control migratorio de ingreso en los documentos de viaje de personas nacionales y extranjeras que cuenten con categoría migratoria regular en el territorio nacional.

- El proceso de personas extranjeras que pretendan ingresar bajo la categoría migratoria de NO residente se mantiene incólume, por lo cual, debe estamparse el respectivo sello e incluirse el plazo de permanencia otorgado.

- El proceso migratorio de egreso se mantiene como se encuentra vigente a la fecha.

b. Aeropuertos Tobías Bolaños

- Se elimina el estampado del sello que se realiza al momento del control migratorio de ingreso y egreso en los documentos de viaje de personas nacionales y extranjeras que cuenten con categoría migratoria regular en el territorio nacional.

- El proceso de personas extranjeras que pretendan ingresar bajo la categoría migratoria de NO residente se mantiene incólume, por lo cual, debe estamparse el respectivo sello e incluirse el plazo de permanencia otorgado.

2. Vía Marítima

- Se elimina el estampado del sello que se realiza al momento del control migratorio de ingreso y egreso en los documentos de viaje de personas nacionales y extranjeras que cuenten con categoría migratoria regular en el territorio nacional.
- En este caso, únicamente se estampará el sello en las respectivas actas de ingreso y egreso según corresponda.
- El proceso de personas extranjeras que pretendan ingresar como NO residentes se mantiene incólume, por lo cual, debe estamparse el respectivo sello y en el caso de ingreso incluirse el plazo de permanencia otorgado.

3. Ingreso Vía Terrestre y Fluvial

- No existe variación alguna de los procesos, por lo tanto el proceso de control migratorio vigente a la fecha se mantiene sin modificaciones.

II. Responsabilidad del funcionario

Se aclara que lo único que se está eliminando es el estampado del sello, en los términos del presente documento, por lo cual, el proceso de control migratorio debe mantenerse debiendo el oficial realizar todas las consultas policiales correspondientes a efectos de determinar que no exista impedimento alguno para que la persona ingrese o abandone el país, según sea caso y verificar las posibles alertas emitidas por alguna instancia judicial o policial, si es que así corresponde y subsiguientemente, si ninguna causa lo impide, proceder a grabar el movimiento en el sistema.

Es menester recordar que los incisos 3 y 25 del artículo 17 del Reglamento de Organización y Servicio de la Policía profesional de Migración y Extranjería, establece que es deber de los servidores de la Policía Profesional de Migración y Extranjería, acatar las disposiciones y órdenes emanadas por sus superiores y aplicar los manuales de procedimientos, circulares y directrices que se establezcan para la ejecución de sus labores, so pena de incurrir en responsabilidad disciplinaria si no lo hiciere, por lo cual, en caso de que se determine que algún funcionario no aplicó los procedimientos establecidos en la presente circular y en los otros instrumentos existentes en los que se regula el proceso de control migratorio, se realizaran las gestiones disciplinarias correspondientes.

En ese sentido, se instruye a la Dirección de la Policía Profesional de Migración y Extranjería para que en coordinación con la Unidad de Planificación Institucional, proceda a verificar si es necesario modificar algún manual operativo que regule el proceso de control migratorio y realice los procesos correspondientes a efectos de que se adecuen dichos instrumentos a la presente circular, para lo cual se otorga un plazo de dos meses.

III. Deber de informar al usuario donde consultar sus movimientos migratorios

Como es sabido las modificaciones en los procesos migratorios debido a la costumbre no siempre son bien recibidas por las personas usuarias, siendo que en ocasiones causa extrañeza la modernización de procedimientos a pesar de que esas mejoras no tengan otro fin que beneficiar al usuario.

En ese sentido, en aras de brindar una adecuada guía a las personas usuarias a las que se les aplique este procedimiento, cuando existan cuestionamientos sobre como tener certeza del movimiento migratorio que se realiza, deberá el oficial informar a la persona usuaria el procedimiento que debe seguir para solicitar el registro de los movimientos migratorios.

Al respecto, debe indicarse que, en tanto la Dirección General de Migración y Extranjería habilite la base de datos para la consulta de registros y movimientos migratorios por medio de la página Web Institucional, el usuario podrá realizar una solicitud de consulta de movimientos migratorios a través del correo electrónico remip@migracion.go.cr, o bien, en caso de así requerirlo, podrá solicitar la emisión de una certificación de movimientos migratorios, para lo cual deberá seguir los siguientes pasos:

1. Realizar la solicitud por medio de la página web www.migracion.go.cr, Servicios en Línea.

2. Una vez tramitada, deberá enviar un correo a la dirección certificacionesmm@migracion.go.cr, adjuntando el número de comprobante de la solicitud y la imagen del comprobante del pago de \$1.41 dólares más ₡ 15 colones (10 de timbre fiscal y 5 de Archivo Nacional) que se cancela en el Banco de Costa Rica, en la cuenta CR86015201001025489683, mismo que debe de ser con Fecha Actual e Individual por cada solicitud.

3. La Certificación de Movimientos Migratorios será enviada vía correo electrónico.

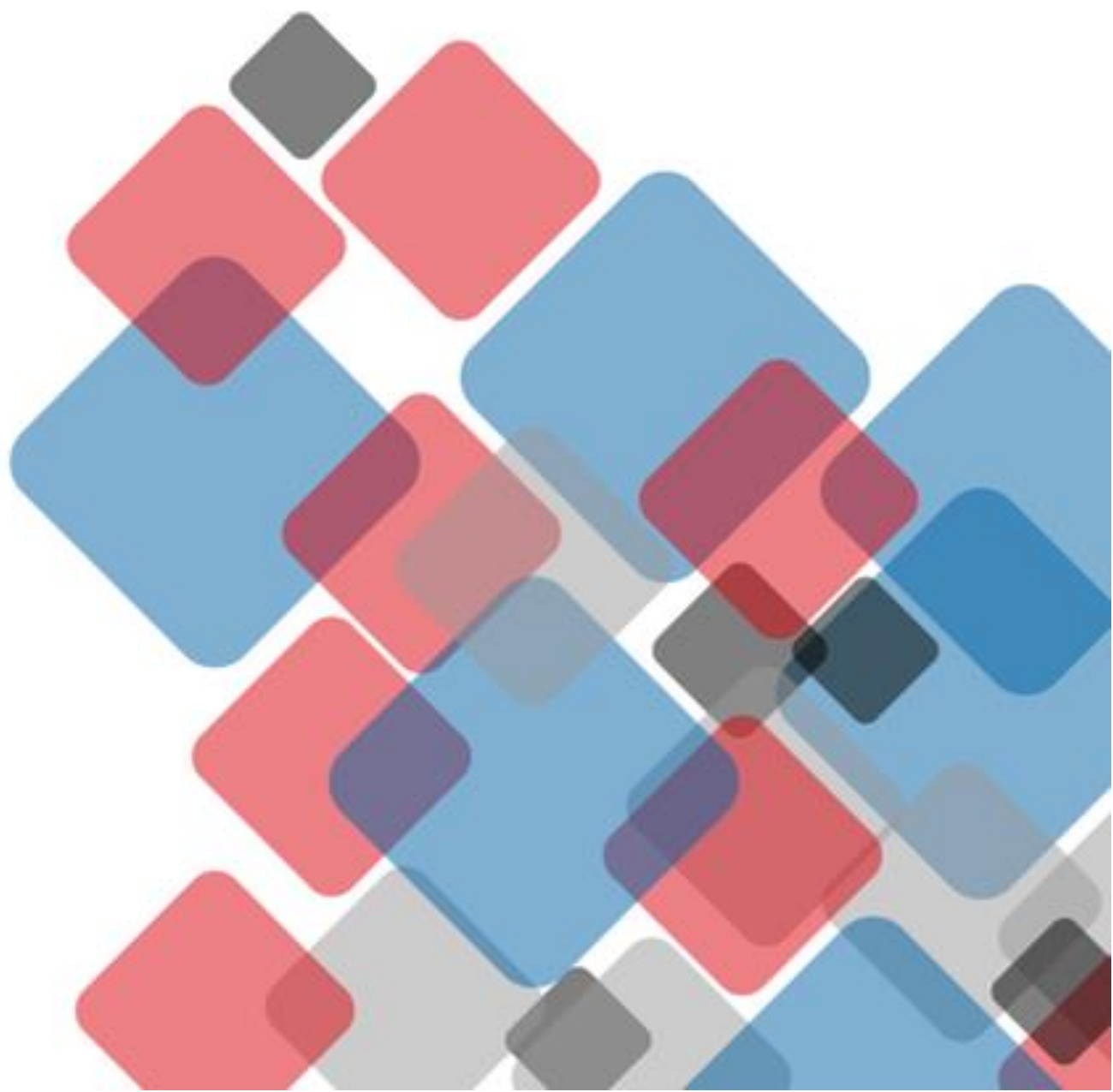
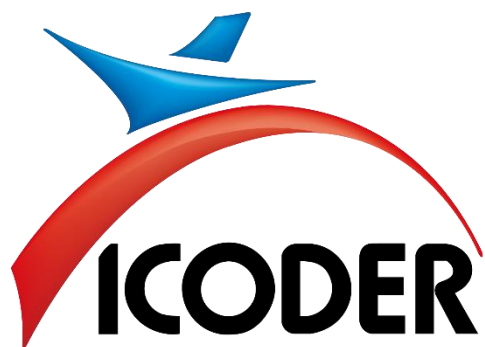
Finalmente, debe indicarse que la Unidad de Comunicación de esta Dirección General iniciará lo antes posible a una campaña de información a través de redes sociales y otros medios disponibles a efectos de que concientizar a los usuarios sobre el cambio que se está realizando.

Marlen Luna Alfaro, Directora General.—1 vez.—O.C.Nº JAD-011-01-2.—
Solicitud Nº 403647.—(IN2023708655).

REGLAMENTOS

INSTITUTO COSTARRICENSE DEL DEPORTE Y LA RECREACIÓN

REGLAMENTO DE ASIGNACIÓN DE SEDES DE LA ETAPA FINAL DE LOS JUEGOS DEPORTIVOS NACIONALES Y PARANACIONALES



Reglamento de Asignación de Sedes de la Etapa Final de los Juegos Deportivos Nacionales y Paranales

Introducción

Los Juegos Deportivos Nacionales nacieron de una iniciativa de la Dirección General de Educación Física y Deportes (DGEFYD), llevándose a cabo la primera edición de esta justa deportiva en 1976 en el cantón de Palmares, en ella participaron 500 atletas de 24 cantones invitados.

A partir de su año de nacimiento y hasta la actualidad los Juegos Deportivos Nacionales han tenido un crecimiento exponencial, producto de ello el programa constituye el principal y mayor evento deportivo que desarrolla el Gobierno de la República, bajo la responsabilidad organizativa y ejecutiva del Instituto Costarricense del Deporte y la Recreación (ICODER).

Si bien es cierto, el ICODER es quien oficialmente lidera el programa para poder cumplir con su objetivo específico de impulsar el desarrollo comercial y cultural en las comunidades sede por medio de la realización de competencias deportivas en las que se involucren la población participante y asistente, es indispensable que esta entidad coordine acciones de gestión y apoyo comunal en los cantones sede, tanto con entidades públicas como privadas, que permitan la ejecución y desarrollo de actividades logísticas, técnicas y operativas de gran importancia para la activación y prestación de servicios básicos locales que garanticen la realización de las justas nacionales en un ambiente de identidad comunal, participativo y cultural para el disfrute de los atletas, los habitantes de la comunidad y los espectadores que la visiten.

El presente reglamento establece los procedimientos, requisitos y disposiciones para la designación de sedes de la etapa final de las diversas disciplinas deportivas de los Juegos Deportivos Nacionales y Paranales.

Artículo 1. Objetivo General

Normar la designación de las sedes cantonales para el desarrollo de las diversas competencias de la etapa final de los Juegos Deportivos Nacionales y Paranales, mediante el establecimiento de los requisitos y condiciones mínimas requeridas para su solicitud.

Artículo 2. Objetivos Específicos

- a) Establecer el procedimiento a seguir por parte de los cantones interesados para la solicitud de sedes de la etapa final de Juegos Deportivos Nacionales y Paranales.
- b) Definir los requisitos básicos indispensables para la realización de los eventos de cada disciplina deportiva que forma parte del programa de Juegos Deportivos Nacionales y Paranales.
- c) Promover la participación de las fuerzas vivas de los cantones con el fin de involucrarlos en la ejecución de los aspectos de infraestructura, logística y del desarrollo del deporte en las comunidades.

- d) Garantizar que la sede asignada para la etapa final cumpla con las consideraciones técnicas, logísticas y sanitarias que permitan el adecuado desarrollo del evento.
- e) Aprovechar al máximo los recursos invertidos en la comunidad sede por parte de los diferentes entes públicos y privados para la realización del evento.

Artículo 3. Ámbito de Aplicación

Las disposiciones incorporadas en el presente reglamento serán de acatamiento obligatorio para el Comité Cantonal de Deporte y Recreación/Concejo de Distrito interesado en solicitar la sede de la etapa final para todas las disciplinas deportivas de forma individual, o para los Comités Cantonales de Deporte y Recreación/Concejos de Distrito que quieran solicitar la sede para la etapa final de todas las disciplinas deportivas de forma conjunta.

Artículo 4. Periodos para la solicitud de sedes

El Comité Cantonal de Deporte y Recreación/Concejo de Distrito interesado en ser sede de la etapa final de Juegos Deportivos Nacionales y Paranales podrá realizar la solicitud formal de sede ante la Unidad de Programas y Proyectos del ICODER.

La sede de los Juegos Deportivos Nacionales y Paranales se asignará por una edición; mínimo un año antes de cada edición de Juegos Deportivos Nacionales la Unidad de Programas y Proyectos del ICODER habilitará un mes para la recepción de solicitud de sedes de la etapa final según la siguiente programación:

Tabla 1. Programación de solicitud de sedes para JDN y Paranales.

Periodo de recepción de solicitud	Edición de JDN
Febrero 2023	2024
Junio 2023	2025
Febrero 2024	2026

Nota: de no recibirse solicitudes en alguna de las ediciones será el ICODER quien se encargue de asignar las sedes de la edición correspondiente respetando las condiciones técnicas establecidas.

Artículo 5. Requisitos específicos para la presentación de solicitud de sedes de forma individual.

El Comité Cantonal de Deportes y Recreación o Concejo de Distrito interesado en solicitar la sede de Juegos deportivos nacionales deberá enviar:

- a) Nota formal de solicitud de sede firmada por el presidente del Comité Cantonal de Deporte y Recreación/Concejo de Distrito involucrado. En la nota se debe transcribir el acuerdo de la junta directiva en el que se aprueba realizar la solicitud de sede.

- b) Copia del Acuerdo del Concejo Municipal en el que se manifiesta el respaldo y compromiso del gobierno local en la gestión de solicitud de sede del respectivo Comité Cantonal de Deporte y Recreación/Concejo de Distrito.
- c) Propuesta de integración de la **Comisión de Apoyo Local del cantón**: estará conformada por el alcalde o la alcaldesa municipal o su representante, dos representantes del Concejo Municipal, la persona representante legal del Comité Cantonal de Deporte y Recreación o la persona representante legal del Comité Distrital de Deportes y Recreación, el o la Director(a) Regional del Ministerio de Educación Pública o su representante, el o la Director(a) de Área del Ministerio de Salud o su representante, el Presidente de la Unión Cantonal de Asociaciones de Desarrollo o su representante. También podrán participar en calidad de colaboradores de dicho comité todas las instituciones públicas y privadas que tengan sede en el cantón y que el Comité de Apoyo Local considere conveniente.

Imagen 1. Conformación de Comisión de Apoyo Local



Artículo 6. Requisitos específicos para la presentación de solicitud de sedes de forma colectiva (entre varios CDDR/Concejos de Distrito).

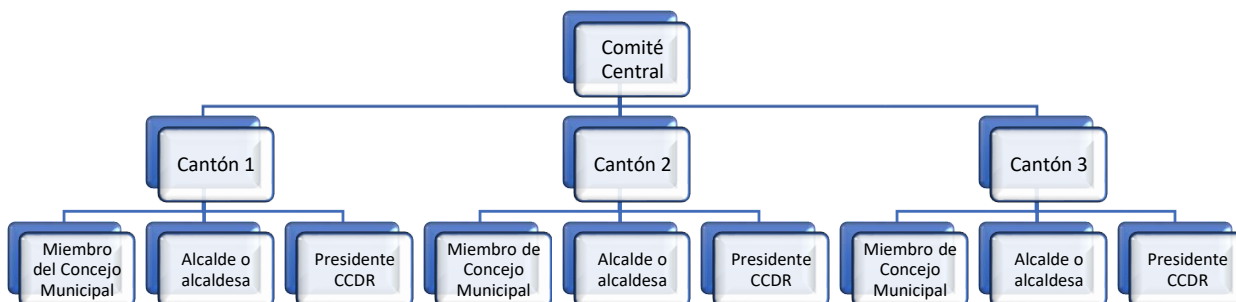
Cuando la solicitud de sede sea colectiva el ICODER se registrará por los siguientes criterios:

- a) Los Comités Cantonales de Deporte y Recreación/Concejos de Distrito que solicitan la sede para la etapa final deben tener colindancia cantonal. Se podrán realizar algunas excepciones que responden a las necesidades técnicas del deporte, la viabilidad para su desarrollo y la seguridad de los atletas.
- b) Se estudiará la factibilidad para la implementación de las disciplinas deportivas por cantón, donde los criterios de tiempos de traslados, servicios básicos locales, instalaciones deportivas y educativas garanticen una óptima estadía de las delegaciones durante la Etapa Final.

Los Comités Cantonales de Deportes y Recreación o Concejos de Distrito interesados en solicitar la sede de Juegos deportivos nacionales deberán enviar:

- a) Nota formal de solicitud de sede firmada por los presidentes de los Comités Cantonales de Deporte y Recreación/Concejos de Distrito involucrados. En la nota se debe transcribir el acuerdo de cada junta directiva en el que se aprueba realizar la solicitud de sede.
- b) Copia del Acuerdo de cada uno de los Concejos Municipales en el que se manifiesta el respaldo y compromiso del gobierno local en la gestión de solicitud de sede del respectivo Comité Cantonal de Deporte y Recreación/Concejo de Distrito.
- c) Propuesta de conformación del **Comité Central**: estará conformado por un miembro del Concejo Municipal, el alcalde o la alcaldesa municipal o a quien nombre en su representación y el presidente de la junta directiva del CCDD/Concejo de Distrito o a quien nombre en su representación, de cada uno de los Comités Cantonales de Deporte y Recreación interesados.

Imagen 2. Conformación de Comité Central



- d) Propuesta de integración de la **Comisión de Apoyo Local del cantón**: se presentará una propuesta por cada uno de los cantones involucrados, esta comisión estará conformada por el alcalde o la alcaldesa municipal o su representante, dos representantes del Concejo Municipal, la persona representante legal del Comité Cantonal de Deporte y Recreación o la persona representante legal del Comité Distrital de Deportes y Recreación, el o la Director(a) Regional del Ministerio de Educación Pública o su representante, el o la Director(a) de Área del Ministerio de Salud o su representante, el Presidente de la Unión Cantonal de Asociaciones de Desarrollo o su representante. También podrán participar en calidad de colaboradores de dicho comité todas las instituciones públicas y privadas que tengan sede en el cantón y que el Comité de Apoyo Local considere conveniente.

Imagen 3. Conformación de Comisión de Apoyo Local



Artículo 7. Requisitos generales para la presentación de solicitud de sedes tanto de forma individual como colectiva.

Tanto para realizar la solicitud de sede individual como colectiva, además de los requisitos específicos se deberá enviar lo solicitado en los siguientes apartados.

7.1. Instalaciones deportivas.

7.1.1. Las instalaciones deportivas que se propongan deben cumplir con los requerimientos mínimos y las especificaciones técnicas establecidas por la reglamentación respectiva del deporte y avaladas por el ICODER (ver tabla 2); además, cada una de ellas deberá contar con:

- a) Parqueo.
- b) Acceso vehicular hasta la instalación de competencia para traslado de materiales y servicio de ambulancia.
- c) Espacio para el área técnica, además, se debe contar con electricidad, accesibilidad a internet, agua potable (excepciones ciclismo y triatlón).
- d) Área de seguridad alrededor de la superficie de competencia (algunas están establecidas reglamentariamente).

Tabla 2. Requerimientos mínimos de Instalaciones Deportivas para Etapa Final, JDN

N°	Deporte	Instalación deportiva	Ancho (mínimo)	Largo (mínimo)	Alto mínimo en metros	Camerinos	Servicios sanitarios	Capacidad mínima (personas)	Iluminación mínima en Lux	Otros
1	Ajedrez	Gimnasio, aula o salón grande	500 m cuadrados de superficie		N/A	N/A	Más de 4	N/A	500	Los servicios de los atletas deben estar separados de los del público. Se debe contar con espacios extra donde los grupos se puedan reunir, separación de quienes están jugando con quienes no. Necesidad de silencio.
2	Atletismo y paraatletismo	Pista atlética sintética o asfalto	8 carriles	400 m	N/A	2	Más de 4	1000	N/A	Se debe contar con zonas de saltos y lanzamientos; acceso para personas con discapacidad. Una bodega para el resguardo de todos los implementos.
3	Baloncesto	Gimnasio	15 m	28 m	7	3	Más de 4	600	500	Con un mínimo de 2 mts entre los bancos y la línea lateral de la cancha y un mínimo de 2 mts entre la gradería y la cancha.
4	Baloncesto en silla de ruedas	Gimnasio	15 m	28 m	7	3	4	200	500	Con un mínimo de 2 mts entre los bancos y la línea lateral de la cancha, y un mínimo de 2 mts entre la gradería y la cancha. Accesibilidad para sillas de ruedas en todas las áreas.
5	Balónmano	Gimnasio	20 m	40 m	8	3	Más de 4	500	500	Zonas de seguridad o perimetrales: laterales 1 mt y fondo 2 mts de ancho.
6	Béisbol	Cancha de césped y arcilla roja	Largo de las líneas de foul de 96,5 m o más		N/A	2	4	250	400	Distancias: home-primer base: 27 m; home-tercera base: 27 m; primera-segunda base: 27 m; segunda-tercera base: 27 m; home-segunda base: 38 m; primera-tercera base: 38 metros. Radio de 96° en el arco del infield, se traza desde el centro del montículo.
7	Boccias	Gimnasio o salón grande	600 m2 superficie		N/A	N/A	4	200	400	Piso plano, sintético o lujado. Mínimo 4 canchas de 12x6 m, se marcan para el evento. Accesibilidad para silla de ruedas en todas las áreas.
8	Boxeo	Gimnasio. Espacio techado, plano	800 m2 superficie		5	2	Más de 4	600	500	
9	Ciclismo de ruta	Carretera asfaltada	8 m	Máximo 100 km	N/A	2	Más de 4	N/A	N/A	Ciclismo de ruta: aspectos técnicos a cargo de la FECOCI en cuanto a uso y condiciones de carreteras; seguridad vial; solicitud de permisos; otros.
10	Ciclismo de montaña	Finca con trillos	N/A	N/A	N/A	2	Más de 4	N/A	N/A	Ciclismo de montaña: accesibilidad, zona de parqueo, zona para vehículos de emergencias, espacio para salidas y llegadas.
11	Fútbol	Cancha césped natural o artificial	45-90 m	90-120 m	N/A	3	Más de 4	600	500	Terreno plano sin huecos y sin montículos; con fluido eléctrico en perfecto estado. Preferiblemente con parqueo. Con cierre perimetral.
12	Futsal	Gimnasio	16-25 m	25-42 m	4	3	Más de 4	600	500	
13	Gimnasia artística y rítmica	Gimnasio	25 m	50 m	8-12	2	4	300	750	Largo para línea de salto 25 metros con espacio para aterrizaje de 3 metros adicionales, los pisos miden 14 x 14 m. Espacio adicional para calentamiento.
14	Halterofilia	Gimnasio	16 m	28 m	5	2	Más de 4	300	500	Superficie de concreto. Espacio adicional para calentamiento.
15	Judo	Gimnasio	24 m	36 m	5	2	Más de 4	800	500	Superficie plana, estable, sin grietas. Cuatro áreas. Bodega para guardar materiales de la Federación.
16	Karate	Gimnasio	20 m	40 m	5	2	Más de 4	600	500	Dos áreas de competencia de 8 x 8 m, dos áreas de calentamiento de 6 x 6 m.
17	Natación y paranatación	Piscina olímpica de 50 m o semi olímpica de 25 mts	8 carriles	25 o 50	N/A	2	Más de 4	600	500	Área para la instalación y manejo de los equipos de la federación. Zona de descanso para atletas totalmente independiente de la zona para público. Parqueo. Temperatura del agua entre 25 y 28 grados celsius.
18	Patinaje	Patinódromo / pista atlética de asfalto	6-7 m / 8m	200 m / 400-600 m*	N/A	2	2	300	N/A	Patinódromo: cemento con revestimiento sintético especial de resina para patinaje de carreras. Pista atlética de asfalto en óptimas condiciones. *Podrían utilizarse pistas de 375 m de longitud.
19	Taekwondo	Gimnasio	24 m	36 m	5	2	Más de 4	1000	500	Además del área de competencia indicada, se debe contar con espacio para área de calentamiento dentro de la instalación. Preferiblemente con bodega y oficina.
20	Tenis y tenis en silla de ruedas	Canchas, canchas techadas. Duras o de arcilla	8.23 m para individuales. 10,97 m para dobles	23,77 m	9,14	2	2	50	450	Mínimo 4 canchas, si se cuenta con 2 o 3 canchas se puede valorar hacer un ajuste en el calendario. Instalación acondicionada con acceso para sillas de ruedas en todas las áreas (canchas, servicios sanitarios, etc). Preferiblemente un área de descanso con colchonetas para los paraatletas .
21	Tenis de mesa y paratenis de mesa	Gimnasio, sala o salón grande	1000 m2 superficie		5	2	Más de 4	600	500	Accesibilidad para silla de ruedas en todas las áreas.
22	Triatlón	Piscina, carretera asfaltada	Ancho mínimo para 2 automóviles		N/A	2	Más de 4	N/A	N/A	Se debe contar con un salón para el congresillo técnico. En ciclismo un circuito no mayor a 8 vueltas y en atletismo no mayor a 4 vueltas. Con curvas nos muy pronunciadas. Se debe tener rutas que en la medida de lo posible se puedan cerrar o hacer un control vehicular muy bueno.
23	Voleibol	Gimnasio	9 m	18 m	7	3	Más de 4	500	500	superficie de concreto pulido, madera o sintético. Zona de seguridad libre alrededor de la cancha de 3 m.
24	Voleibol de playa	Canchas de arena	8 m	16 m	7	2	4	200	1000	Superficie de arena nivelada (40cm mín.), lo más plana y uniforme posible, libre de rocas, conchas y cualquier otra cosa que pueda representar riesgos de cortes o lesiones a los jugadores. Zona de seguridad libre alrededor de la cancha de 3 m. Preferiblemente 4 canchas, si se cuenta con 2 o 3 canchas se puede valorar hacer un ajuste en el calendario.

7.1.2. Se debe enviar una tabla con la propuesta de las instalaciones deportivas a utilizar para cada una de las disciplinas deportivas. La tabla contendrá la siguiente información.

Tabla 3. Propuesta de instalaciones deportivas a utilizar.

N°	Deporte	Nombre de la instalación deportiva	Ubicación exacta (cantón, distrito, otras señas)	Medidas y características	Observaciones (estado, arreglos, etc.)
1	Ajedrez				
2	Atletismo y Paratletismo				
3	Baloncesto ...				

7.1.3. De cada una de las instalaciones deportivas propuestas se debe enviar:

- a) Nota de autorización de uso de las instalaciones deportivas por parte de la entidad administradora de la misma.
- b) Copia del permiso sanitario de funcionamiento vigente.
- c) Copia del Plan de Seguridad Integral (Plan de emergencias).
- d) De existir un plan de construcción de instalaciones nuevas, debe adjuntarse el cronograma respectivo incluyendo el compromiso de financiamiento total de las obras.

7.2. *Centros Educativos*

7.2.1. Con el objetivo de hospedar a los participantes de Juegos Deportivos nacionales y Paranales se requiere transformar Centros Educativos en villas de hospedaje y alimentación. Los Centros Educativos que se propongan deben cumplir mínimo con lo establecido en la siguiente tabla de proyección de aulas según el deporte.

Tabla 4. Proyección de aulas requeridas por deporte

Deportes	PROYECCION REQUERIMIENTO DE AULAS POR DEPORTE											
	ATLETAS	CT	TOTAL	AULAS	ATLETAS	CT	TOTAL	AULAS	FEDERACIONES	AULAS	TOTAL GENERAL	TOTAL AULAS
	FEMENINO				MASCULINO				JUZGAMIENTO			
Ajedrez	85	18	103	8	95	20	115	9	30	3	248	20
Atletismo	250	51	301	24	350	80	430	33	39	3	770	60
Baloncesto	96	12	108	9	96	36	132	11	24	2	264	21
Baloncesto silla ruedas	10	2	12	1	62	22	84	7	28	3	124	10
Balonmano	128	18	146	12	128	32	160	13	47	4	353	28
Beisbol	2	1	3	1	144	30	174	14	20	2	197	16
Boccias	8	2	10	1	42	15	57	5	34	3	101	8
Boxeo	196	38	234	18	204	82	286	22	33	3	553	43
Ciclismo Montaña	84	22	106	9	141	92	233	18	39	3	378	29
Ciclismo Ruta	84	22	106	9	141	92	233	18	29	2	368	29
Ciclismo R-M	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Futbol FEMENINO	176	15	191	15	0	0	0	0	30	3	221	17
Futbol MASCULINO	0	0	0	0	176	53	229	18	38	3	267	21
Futsala	120	12	132	11	120	41	161	13	36	3	329	26
Gimnasia Artística	94	19	113	9	36	17	53	4	32	3	198	16
Gimnasia Rítmica	182	41	223	18	0	4	4	1	32	3	259	20
Halterofilia	50	14	64	5	80	24	104	8	23	3	191	15
Judo	119	25	144	11	171	44	215	17	49	4	408	32
Karate	100	27	127	10	138	47	185	15	31	3	343	27
Natación	155	29	184	15	145	55	200	16	33	3	417	33
Para Natación	10	2	12	1	62	22	84	7	0	0	96	8
Patinaje	45	8	53	4	55	12	67	6	20	2	140	11
Taekwondo	208	42	250	20	232	85	317	25	39	3	606	47
Tenis	65	8	73	6	70	19	89	7	13	1	175	14
Para tenis	5	2	7	1	19	10	29	3	0	0	36	3
Tenis de Mesa	116	30	146	12	140	53	193	15	32	3	371	29
Para tenis mesa	10	2	12	1	24	14	38	3	0	0	50	4
Triatlón	39	4	43	4	63	20	83	7	45	4	171	14
Voleibol	96	15	111	9	96	47	143	11	19	2	273	21
Voleibol Playa	32	14	46	4	32	29	61	5	25	2	132	11
Para Atletismo	10	10	20	2	40	30	70	6	27	3	117	9
TOTALES	2575	505	3080	250	3102	1127	4229	337	847	76	8156	642
TOTALES GENERALES	ATLETAS	7309	AULAS	563	TOTAL PARTICIPANTES CON JUZGAMIENTO					8156	AULAS	627

7.2.2. Se debe enviar un cuadro de los Centros Educativos propuestos para habilitarse como villas, en él se deben poner de manifiesto las condiciones físico-sanitarias de dichas instalaciones.

Tabla 5. Propuesta de Centros Educativos a utilizar como villas.

Nº	Nombre del Centro Educativo	Ubicación exacta (cantón, distrito, otras señas)	Cantidad de aulas, módulos de sanitarios, pabellones.	Descripción: comedor-cocina, gimnasio, áreas comunes, etc.	Observaciones (estado, arreglos, cuenta con cerramiento perimetral, etc.)
1					
2					

7.2.3. De cada uno de los Centros Educativos propuestos para utilizarse como villa se debe adjuntar:

- a) Los permisos sanitarios de funcionamiento vigentes.
- b) Carta de autorización de la junta de educación respectiva autorizando la utilización de las instalaciones y su respectivo acuerdo. Debe ir firmada por el presidente de la junta de educación y el director del centro educativo.
- c) En caso de que el Centro Educativo tenga en trámite proyectos de mejora o ampliación de la infraestructura ante la Dirección de Infraestructura Educativa y Equipamiento del Ministerio de Educación Pública deberá adjuntar una nota donde conste la presentación del proyecto y el nivel de avance del mismo, esta nota debe estar firmada por el presidente de la junta de educación y el director del centro educativo.

7.3. *Programa cultural*

Se debe enviar la propuesta de un programa cultural para la integración de los atletas con la comunidad, tanto para las actividades de inauguración, clausura como durante el desarrollo de las competencias y en las villas.

7.4. *Centros de atención médica*

Se debe adjuntar un listado de los centros de atención médica del cantón (hospitales, clínica, Ebais y otros), tanto públicos como privados, indicando las personas responsables o de contacto y sus medios de localización (teléfonos, correos electrónicos).

7.5. *Información complementaria*

Se solicita un compendio de fotografías, planos, croquis u otros recursos que respalden la documentación presentada.

Artículo 8. Presentación de solicitud de sedes tanto de forma individual como colectiva.

Todos los documentos necesarios para la solicitud de sede deberán enviarse en un mismo correo electrónico desde la cuenta oficial que el ICODER ha asignado a cada uno de los CCDR/Concejo de Distrito; en el caso de la solicitud de sede colectiva únicamente un CCDR/Concejo de Distrito deberá enviar el correo electrónico y copiar a los demás involucrados. Los correos electrónicos deberán ser enviados a las direcciones electrónicas de los funcionarios que la Unidad de Programas y proyectos designe para dicho fin, estos serán comunicados oficialmente a más tardar la última semana de enero.

Los funcionarios designados para analizar las solicitudes enviadas podrán solicitar al CCDR/Concejo de Distrito la información o aclaraciones necesarias durante el proceso de revisión.

Artículo 9. Designación de sedes etapa final

Una vez finalizado el plazo de recepción de solicitudes según lo estipulado en el artículo 4 del presente reglamento, la Unidad de Programas y Proyectos del ICODER procederá a realizar el análisis de estas y emitirá un criterio técnico al Consejo Nacional del Deporte y la Recreación para que éste se encargue de designar la sede de la edición que corresponda.

El Consejo Nacional de Deportes y Recreación podrá:

- a) Declarar sin efecto una solicitud de sede.
- b) Definir una nueva sede.
- c) Trasladar la asignación de deportes a otros cantones.
- d) Suspender o trasladar la realización de los eventos cuando por circunstancias especiales sea requerido.

El plazo de resolución y comunicado oficial para la asignación de sedes se realizará tres meses después de vencido el plazo de recepción de solicitudes establecido en el artículo 4, a partir de ese comunicado el cantón o cantones designados como sede tendrán treinta días naturales para ratificar su aceptación a partir de la notificación oficial.

Toda solicitud que no se ajuste a lo estipulado en el presente reglamento, no será considerada para su estudio.

Artículo 10. Publicidad

Este reglamento regirá a partir de su publicación en el Diario Oficial la Gaceta.

Donald Rojas Fernández, Director Nacional.—1 vez.—O.C.Nº 010-2022.—Solicitud Nº 402205.—(IN2023707001).

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD

La Gerencia General del Instituto Costarricense de Electricidad aprobó el 13 de diciembre del 2022, el siguiente reglamento:

Reglamento para la Utilización de Recursos Informáticos de Usuario Final: Hardware, Software y Servicio de Comunicaciones

Capítulo I

Sección I

Disposiciones generales

Artículo 1. Objeto

El propósito de este reglamento es normar el uso apropiado de los recursos informáticos propiedad del ICE, mediante gestión y controles de seguridad informática y de seguridad de la información, que conlleven un uso adecuado de los equipos de cómputo institucionales de los trabajadores del ICE, así como el uso del software, los sistemas de red y las comunicaciones unificadas, que soportan la gestión operativa y laboral realizada por los funcionarios en el desempeño de sus labores, en atención a las Normas Técnicas para la Gestión y Control de las Tecnologías de Información MICITT, además de la normativa de seguridad informática y de seguridad de la información vigente en el ICE.

Artículo 2. Alcance

2.1. Este reglamento es de acatamiento obligatorio para todo trabajador del ICE que por sus funciones sea habilitado para utilizar equipos, cuentas de usuario para aplicativos, software o bien elementos para acceder a los servicios de comunicación electrónica propiedad de la Institución.

2.2. Este reglamento se refiere y abarca a todos los recursos y servicios de tecnologías de la información disponibles para el usuario final en su equipo de trabajo informático.

Artículo 3. Documentos Aplicables

Código	Título
Ley N° 2	Código de Trabajo.
Ley N° 6683	Ley de Derechos de Autor y Derechos Conexos.
Ley N° 8292	Ley General de Control Interno.
Ley N° 6872	Ley sobre el Enriquecimiento Ilícito de los Servidores Públicos.
Ley N° 7425	Ley sobre Registro, Secuestro y Examen de Documentos Privados e Intervención de las Comunicaciones.
Ley N° 7975	Ley de Información no Divulgada.
Ley N° 8039	Ley de Procedimientos de observación de los Derechos de Propiedad Intelectual.
Ley N° 8131	Ley Administración Financiera de la República y Presupuestos Públicos en la que se tipifica el delito informático.
Ley N° 8968	Ley Protección de las Personas Frente al Tratamiento de sus Datos.
N-2-2007-CO-DFOE	Normas Técnicas para la gestión y el control de las Tecnologías de Información

Vigente a partir del °1 enero 2022	Normas Técnicas para la gestión y el control de las Tecnologías de Información MICITT.
INTE/ISO/IEC27001:2014	Técnicas de seguridad –Sistemas de Gestión de la Seguridad de la Información –Requisitos.
Aprobado por el Consejo Directivo ICE Sesión 5817 del 18 de diciembre 2007	Estatuto de Personal del ICE.
29 de agosto del 2005	Declaración de principios éticos, del ICE, CNFL Y RACSA.
38.00.002.2013	Política de Confidencialidad de la información.
38.04.001.2008	Política Empresarial de Seguridad de la Información.
38.00.002.2013	Política Corporativa Confidencialidad de la Información.
32.00.009.2008	Reglamento para la aplicación del teletrabajo en el ICE.
38.00.002.2016	Lineamientos de Seguridad de la Información.

Artículo 4. Términos, símbolos, abreviaturas y definiciones.

acceso multifactor: La autenticación multifactor (MFA) es un proceso de registro en varios pasos que requiere que los usuarios ingresen algo más de información que simplemente una contraseña.

administrador: rol que desempeña una persona o área para el control y supervisión de uso de los recursos informáticos y de comunicaciones. La Gerencia de Transformación Tecnológica, define un administrador para cada uno de los servicios que presta. Esta persona tiene la potestad de definir y modificar los parámetros bajo los cuales se brinda el servicio desde la perspectiva técnica y administrativa y en concordancia con las necesidades de los usuarios.

almacenamiento virtual (nube): servicio externo para el almacenamiento de información brindado por terceros utilizando como medio internet.

ciberseguridad: Preservación de la confidencialidad, integridad y disponibilidad de la información en el ciberespacio. (ISO/IEC 27032:2012)

comunicación electrónica: los servicios provistos mediante la red institucional, cuyo propósito es la comunicación, tales como mensajería con correo electrónico (interno o externo / e-mail), foros de discusión, mensajería instantánea (Chat), acceso a internet, intranet, extranet, servicios de telefonía IP, tableros informativos electrónicos (bulletin boards), aplicaciones para transferencia archivos mediante los protocolos oficializados, los dispositivos para videos y los sistemas que formen parte de la red institucional con conexión directa o indirecta sea permanente o eventual.

comunicaciones unificadas: se llama comunicaciones unificadas (CU) a aquellos productos y servicios que facilitan y combinan múltiples medios de comunicaciones como video, voz, mensajería persona y de equipos, correo de voz e intercambio de contenido. Puede contemplar el control, la gestión y la integración unificada de estos medios. Los productos y servicios de CU también se pueden integrar con redes y sistemas, aplicaciones comerciales de TI y, en algunos casos, aplicaciones y dispositivos de consumo.

computación en la nube: modelo de prestación de servicios tecnológicos que permite el acceso bajo demanda y a través de internet a un conjunto de recursos compartidos y configurables de modo escalable (como redes, servidores, capacidad de almacenamiento, aplicaciones y servicios, etc.) que pueden ser rápidamente asignados y liberados con una mínima gestión por parte del proveedor de internet.

contraseña: código de identidad secreto, complementario a los mecanismos de autenticación de los sistemas informáticos y de comunicaciones.

correo electrónico (e-mail) en cadena: mensaje de correo electrónico en el que se solicita al destinatario que lo reenvíe a un determinado número de personas. Tienen la característica de que por efecto exponencial de propagación saturan la capacidad de la infraestructura de conectividad.

correo electrónico (e-mail) masivo: es aquel mensaje no autorizado que es enviado a la población de usuarios de correo interno del ICE, ya sea de forma general, por segmentos o grupos.

correo electrónico (e-mail) tipo circular: se considera correo electrónico tipo circular a todo mensaje informativo que se envía a la población de usuarios de correo interno del ICE de manera general o por segmentos. Este tipo de mensaje cuenta con la debida autorización, restricciones y controles de uso.

correo electrónico / e-mail: 1. aplicación utilizada para transferir un mensaje desde un remitente a un destinatario designado. 2. mensaje, incluyendo notas, documentos, archivos y adjuntos, transferidos o guardados en un sistema de correo electrónico. 3. e-mail externo –mensajes de correo electrónico que se envían fuera del sistema de email de la institución, utilizando internet.

dominio: es un mecanismo empleado para agrupar recursos (equipo, impresoras, cuentas de usuario, redes, servidores) los cuales estarán administrados en una base de datos centralizada, conocida como servicio de directorio, donde se establecen las reglas para la administración de esos recursos.

encriptación: mecanismo de seguridad que permite almacenar información utilizando algoritmos matemáticos de codificación o cifrado, con el fin de ocultar y proteger la información contra accesos no autorizados. Este mecanismo requiere del uso de un software de encriptación para proteger la información y una contraseña para tener acceso a la misma.

hardware: conjunto de componentes físicos y electrónicos que integran la parte material de un equipo de cómputo o de comunicaciones.

intranet: una intranet es la red privada de una empresa. Puede consistir de varias redes de área local interconectadas como enlaces con una WAN (red de área extendida). El principal propósito de una intranet es compartir información propia de la institución o compañía, así como recursos computacionales entre los empleados.

Cuando parte de una intranet se hace accesible a clientes, socios comerciales, proveedores fuera de la empresa, esta parte se conoce como extranet.

malware: software o firmware destinado a realizar un proceso no autorizado que tendrá un impacto adverso en la confidencialidad, integridad o disponibilidad de un sistema de información. Un virus, gusano, troyano u otra entidad basada en código que infecta un host.

perfil de usuario(a): clasificación que se establece para identificar a un usuario(a) o grupo de usuarios(a) y asociarlos a los privilegios de acceso y utilización de los sistemas informáticos, servicios de comunicación electrónica e infraestructura de comunicaciones.

plataforma: conjunto de elementos informáticos de hardware y software que funcionan de forma integrada para prestar un servicio y que se ponen a disposición de los usuarios(a) de acuerdo con su perfil.

recursos informáticos: todo dispositivo de hardware, herramienta de software o dispositivos terminales para comunicaciones unificadas que se pongan a disposición del trabajador del ICE para el desempeño de sus funciones o a disposición de terceros para la realización de un trabajo en particular.

red institucional: se refiere a la intranet del ICE.

servicio de red: servicios que se brindan sobre la intranet del ICE.

software: conjunto de programas, instrucciones y reglas informáticas instaladas en un equipo de cómputo o de comunicaciones que permiten su operación.

software tipo ad hoc: solución específicamente elaborada para un problema o fin preciso y, por tanto, no generalizable ni utilizable para otros propósitos.

telefonía IP: servicio telefónico que permite el establecimiento de comunicaciones basado en la tecnología IP.

terceros: proveedores, socios, aliados comerciales u otros.

trabajador(a): toda persona física que presta al instituto servicios materiales, intelectuales o de ambos géneros en virtud de un contrato de trabajo expreso o implícito, verbal o escrito, individual o colectivo.

usuario(a): persona expresamente autorizada para utilizar equipos de trabajo y acceder a los sistemas informáticos relacionados con sus funciones. Esta persona únicamente podrá utilizar los sistemas del ICE, dentro de los límites que la DTI ha autorizado y los que se establecen en el presente reglamento. También son usuarias las organizaciones sociales a las que el ICE les ha facilitado una cuenta de correo electrónico para la comunicación con sus afiliados(as) o agremiados(as).

VPN: Red Virtual Privada (del inglés Virtual Private Network): servicio de red que permite al usuario(a) autorizado establecer una conexión segura de forma remota a la red institucional a través de una red pública o Internet.

Capítulo II

Responsabilidades

Sección I

Responsabilidades

Artículo 5. Responsabilidades

5.1 Gerencia General

5.1.1. Aprobar el presente reglamento y sus futuras modificaciones.

5.1.2. Facilitar a la Gerencia de Transformación Tecnológica, los recursos necesarios para el cumplimiento del presente reglamento.

5.2 Gerencia Transformación Tecnológica

5.2.1 Ejercer la administración y rectoría, sobre la utilización de recursos informáticos de usuario final: hardware, software y servicio de comunicaciones, de conformidad a las políticas, lineamientos o requerimientos definidos por las áreas de la Institución.

5.2.2 Promover y facilitar los recursos para llevar a cabo un adecuado desarrollo de habilidades digitales para reforzar temas de utilización de recursos informáticos de usuario final y controles de ciberseguridad asociados.

5.3 Dirección de Ciberseguridad

5.3.1 Revisar periódicamente este reglamento y recomendar las actualizaciones que correspondan.

5.3.2 Establecer las medidas de ciberseguridad para garantizar por parte de los usuarios finales el buen uso de los recursos de usuario final: hardware, software y servicios de comunicación con el fin de garantizar un uso apropiado de los recursos institucionales y de la información a la que acceden los funcionarios en virtud de sus labores.

5.3.3 Realizar las acciones de gestión, seguimiento, control y cumplimiento para el presente reglamento de conformidad a los elementos establecidos.

5.3.4 Ejecutar acciones para llevar a cabo un adecuado desarrollo de habilidades digitales para reforzar temas de ciberseguridad para el usuario final.

5.4 Dirección Soluciones Tecnológicas.

5.4.1 Participar en la revisión periódica de este reglamento, brindar los insumos necesarios a nivel técnico y recomendar las actualizaciones que correspondan.

5.4.2 Brindar el acompañamiento a la Dirección de Ciberseguridad para realizar acciones de seguimiento, control y cumplimiento del presente reglamento en los alcances consignados.

5.4.4 Aplicar los cambios y recomendaciones surgidas a partir de las revisiones periódicas del presente reglamento.

5.5 Coordinadores de Proceso del ICE

5.5.1 Velar por el cumplimiento y aplicación de este reglamento.

5.5.2 En coordinación con la División de Talento Humano y Desarrollo Organizacional identificar el personal activo con el fin de velar por el cumplimiento de este Reglamento para garantizar el buen uso de los recursos de usuario final y una adecuada utilización de la información.

5.5.3 Gestionar con las áreas de administración de las plataformas específicas, el uso de los recursos informáticos del personal asignado, para la habilitación, suspensión o eliminación de acceso a los recursos en virtud de las funciones.

5.6 Trabajadores de la Institución

5.6.1 Acatar este reglamento.

Capítulo III

CONTENIDO DEL REGLAMENTO

Sección I

ELEMENTOS DE USO DE SOFTWARE Y HARDWARE

Artículo 6. Propiedad del hardware y el software

6.1 Todo hardware y software propiedad de la Institución (usado bajo licencia, desarrollado por su personal o por contrato con terceros), debe ser usado y autorizado por la Gerencia de Transformación Tecnológica, conforme a lo que permiten licencias, acuerdos, contratos, legislación y normativa aplicable, todo ello alineado al desempeño de las funciones y de la infraestructura de comunicaciones necesaria.

6.2 El ICE pone a disposición del usuario(a) autorizado los recursos de hardware y software necesarios, estrictamente para el desempeño de sus funciones, así como la infraestructura de comunicaciones necesaria.

Artículo 7. Autorización para el uso de los recursos

7.1 La utilización de hardware y software obedece a necesidades particulares de los Procesos Organizacionales de la Institución, las cuales de acuerdo con las funciones que realizan los distintos usuarios deberán ser canalizadas mediante el Centro Soporte Usuario Final, Dirección Soluciones Tecnológicas.

7.2 El acceso al correo electrónico, de acuerdo con las posibilidades institucionales, se brindará a todo el personal de la institución y se le asignará un casillero electrónico para la realización de sus funciones, mientras se encuentre activa la relación laboral entre el trabajador y el ICE. Esta disposición solo es limitada por circunstancias de tipo técnico, económico, o cuando se contravenga lo establecido en este reglamento. La solicitud de un servicio de correo electrónico la realizará la jefatura nivel 1 del proceso, del usuario(a) al Centro de Soporte Usuario Final, Dirección de Soluciones Tecnológicas y División Gestión Talento Humano y Desarrollo Organizacional, según la normativa interna.

7.3 El acceso a la red institucional por medio de servicios VPN, para funcionarios ICE y terceros que así lo requieran, debe ser autorizado por los coordinadores de proceso nivel 1 o el titular subordinado inmediato oficial y solicitado con el formulario respectivo, al Centro de Soporte Usuario Final.

Para el caso de conceder acceso por medio de VPN a terceros relacionados al ICE (proveedores), se deberá proceder con la solicitud por medio del formulario respectivo, hacia el Centro de Soporte Usuario Final. Como parte de dicha solicitud, el Centro de Soporte Usuario final, validará la existencia del convenio de confidencialidad respectivo.

La responsabilidad de generar dicho convenio corresponde al administrador de contrato designado, quien deberá acogerse a la normativa institucional vigente de seguridad para el trasiego y almacenamiento de información. El acceso que sea habilitado por medio de VPN a terceros relacionados al ICE, deberá ser por el plazo determinado contractualmente y adaptándose a los controles que el ICE establezca para el resguardo de la información y activos de soporte relacionados.

7.4 El acceso a herramientas de comunicaciones unificadas, provistas por la Institución para fines laborales, debe ser autorizadas por el coordinador de proceso nivel uno, de acuerdo con las funciones del colaborador, en coordinación con la Dirección de Soluciones Tecnológicas de la Gerencia de Transformación Tecnológica.

7.5 La Gerencia de Transformación Tecnológica, con base en los accesos autorizados, asignará el perfil de usuario(a) respectivo. Cualquier cambio en la autorización de accesos debe ser debidamente notificado a la Gerencia de Transformación Tecnológica para la correspondiente actualización del perfil.

7.6 Para la autorización de acceso a la red institucional y servicios de comunicación para equipos de terceros, personales o dispositivos móviles, ya sea de forma permanente o temporal, estos deben cumplir con las especificaciones establecidas por la Gerencia de Transformación Tecnológica, en cuanto a protección y seguridad, según la normativa institucional vigente. La solicitud de acceso debe ser gestionada ante el Centro de Soporte Usuario Final de la Dirección de Soluciones Tecnológicas, por la jefatura correspondiente o el administrador(ra) del contrato en caso de terceros. En el caso de terceros, será parte del formulario de solicitud del acceso que se presentó al Centro de Soporte Usuario Final, la evidencia del cumplimiento de convenio de confidencialidad vigente.

7.7 La jefatura oficial superior es responsable de notificar por escrito al Centro de Soporte Usuario Final de la Dirección Soluciones Tecnológicas, sobre la salida o traslado de un usuario (personal fijo o contratado) a su cargo. El Centro de Soporte Usuario Final, será responsable de coordinar que se inhabiliten, modifiquen o eliminen los privilegios de acceso a las diferentes plataformas, dominios y dispositivos correspondientes, a los que el usuario contaba con accesos para el ejercicio de sus funciones.

7.8 Los Administradores(as) de Contrato donde medie la asignación de privilegios de acceso a terceros a las redes y sistemas de la institución, deben notificar por escrito al Centro de Soporte Usuario Final de la Dirección Soluciones Tecnológicas, sobre la finalización del contrato o cambio en los privilegios de acceso de los usuarios. El Centro de Soporte Usuario Final, será responsable de coordinar que se inhabiliten, modifiquen o eliminen los privilegios de acceso a las diferentes plataformas, dominios y dispositivos correspondientes.

Artículo 8. Uso apropiado de los recursos

8.1 Todos los recursos informáticos y equipos de trabajo puestos a disposición del usuario(a) serán para uso exclusivo en el cumplimiento de sus funciones en concordancia con las obligaciones y responsabilidades que deben imperar en la relación laboral por parte del trabajador, para hacer un uso apropiado de los recursos informáticos y herramientas de trabajo.

8.2 El usuario(a) debe asegurar la protección de los recursos informáticos y equipos de trabajo puestos a su disposición con el fin de evitar daño físico, alteración, robo o hurto, siempre y cuando no ponga en peligro sus derechos superiores fundamentales de acuerdo con la legislación aplicable, así como por los procedimientos y herramientas establecidas por la Gerencia de Transformación Tecnológica y la normativa empresarial vigente.

8.3 Con el fin de velar por el uso apropiado de los recursos informáticos y equipos de trabajo, la Gerencia de Transformación Tecnológica, por medio de la Dirección de Soluciones Tecnológicas y la Dirección de Ciberseguridad, se establece como el contralor del uso de los recursos informáticos, dentro de los límites permitidos por la Constitución Política, la legislación vigente y la jurisprudencia pertinente y en coordinación con la Auditoría Interna u otras dependencias según corresponda, en los aspectos que así lo ameriten.

Artículo 9. Soporte y control de los equipos

9.1 Como parte de las funciones de soporte y control, la Gerencia de Transformación Tecnológica, regulará los accesos y tendrá el control de administración de todas las computadoras de trabajo del ICE, considerando la legislación vigente y la normativa institucional.

9.2 Ningún usuario tendrá privilegios de administración sobre el sistema operativo. En casos particulares donde medie alguna limitante técnica u operativa, el coordinador de proceso realizará la justificación para los usuarios que así lo requieran considerando la responsabilidad que esto conlleva en términos de ciberseguridad. Dicha solicitud será realizada al Centro de Soporte Usuario Final de la Dirección Soluciones Tecnológicas, para su aprobación.

9.3 El control, asignación y soporte de los equipos de cómputo de los funcionarios para el desempeño de sus labores, corresponde al Centro de Soporte Usuario Final, Dirección Soluciones Tecnológicas, Gerencia de Transformación Tecnológica. En caso de requerirse que dicha función la realice un área diferente, deberá ser justificada para la aprobación por parte de la Gerencia de Transformación Tecnológica.

9.4 Las Direcciones: Soluciones Tecnológicas y Ciberseguridad, de la Gerencia de Transformación Tecnológica, coordinarán para efectos de seguridad de la información y calidad de los servicios ofrecidos, los mecanismos necesarios, para implementar la gestión, control y monitoreo de la operación que se esté dando a los recursos informáticos tales como: instalación de software nuevo, modificaciones en la configuración de equipos o del software instalado, o la eliminación del software, entre otros. Lo anterior siempre en apego a la legislación vigente y normativa interna.

9.5 Para el empleo de mecanismos que requieran acceder a un equipo de trabajo, la Dirección de Soluciones Tecnológicas de la Gerencia de Transformación Tecnológica, solicitará al usuario(a) respectivo la debida autorización de acceso. Dicha autorización se podrá obviar solo en casos de amenazas informáticas debidamente calificadas por la Dirección de Ciberseguridad y con la autorización de las jefaturas oficiales y autoridades pertinentes. Lo anterior en comunicación con el equipo de atención de Incidentes de la Dirección de Ciberseguridad, según lo canales oficiales establecidos.

9.6 Al detectarse un manejo incorrecto de los recursos informáticos, la Dirección de Soluciones Tecnológicas en coordinación con las jefaturas oficiales correspondientes podrán modificar o restringir los privilegios sobre el sistema operativo que posea el usuario(a) en su equipo de trabajo, e informará al usuario(a) y a la jefatura respectiva, siempre y cuando no afecte la legislación, el interés público y comercial de la empresa.

Artículo 10. Control de acceso a Internet

10.1 La Gerencia de Transformación Tecnológica, como administrador de los servicios de comunicación, establecerá los controles que permitan regular el buen uso del acceso a internet y restringir el acceso a sitios que contravengan la legislación vigente y las normativas institucionales. De igual manera establecerá los controles que permitan garantizar la buena operación del servicio.

10.2 La autorización de acceso a sitios en internet para los cuales existe alguna regulación o restricción establecida por la institución, debe ser tramitada por la jefatura inmediata y solicitada al Centro de Soporte al Negocio de la Dirección de Soluciones Tecnológicas.

10.3 Está prohibido acceder al servicio de internet, desde equipos conectados a la red institucional, a través de servidores ajenos a la institución, indistintamente del medio de comunicación que se emplee para tal fin: conexión remota telefónica, conexión inalámbrica, banda ancha o cualquier otro medio. Para el caso del Teletrabajo, se deberá proceder según la normativa institucional vigente y las medidas de seguridad establecidas por la Institución.

Artículo 11. Uso de software

11.1 La instalación de software en los equipos de cómputo de la Institución, se debe coordinar con Centro de Soporte Usuario Final, Dirección Soluciones Tecnológicas, en apego a los requisitos legales y de acuerdo con lo estipulado en el licenciamiento respectivo y el software autorizado por la Institución, en concordancia con la Ley de Derechos de autor y derechos conexos N° 6683.

11.2 Solo se permitirá la instalación de software que haya sido debidamente oficializado por la Dirección de Soluciones Tecnológicas, una vez revisados los temas de seguridad con la Dirección de Ciberseguridad.

11.3 Para el empleo e instalación de software legal o libre (free o shareware) no oficializado por la Gerencia de Transformación Tecnológica, pero que sea requerido para el desempeño de las funciones, debe contar con la autorización de la Dirección de Soluciones Tecnológicas y la Dirección de Ciberseguridad, de la Gerencia de Transformación Tecnológica.

11.4 La Gerencia de Transformación Tecnológica únicamente dará soporte al software que haya sido adquirido para uso institucional y que esté bajo su administración.

11.5 La Gerencia de Transformación Tecnológica dará soporte técnico a las computadoras de trabajo con sistemas operativos oficiales instalados. En caso de sistemas operativos no oficiales solo se dará soporte si se cuenta con personal calificado en ese ambiente.

11.6 Todo desarrollo de software tipo ad hoc debe ser coordinado y validado con la Gerencia de Transformación Tecnológica, según las metodologías, lineamientos y buenas prácticas dispuestas para tal fin.

Artículo 12. Uso de hardware

12.1 Queda prohibido configurar, instalar u operar cualquier dispositivo no institucional en el ambiente de red institucional. En caso de que por razones específicas el funcionario requiera acceder con dispositivos no institucionales, debe acatar el Reglamento del Uso de Información del ICE Mediante Dispositivos Móviles y contar con la autorización de la Dirección de Soluciones Tecnológicas.

12.2 El usuario(a) asegurará el adecuado uso y cuidados de su equipo de trabajo. En caso de requerirse reparaciones o mantenimiento debe considerar los períodos de garantía que aplican, así como las condiciones de esta, según lo establecido por el Centro de Soporte Usuario Final (CSUF).

Artículo 13. Uso de la infraestructura de comunicaciones para tráfico de información y prohibiciones

13.1 El usuario deberá contemplar todas las medidas éticas, de seguridad y confidencialidad de la información en la redacción y transmisión de las comunicaciones electrónicas, con el fin de preservar los intereses de la Institución de acuerdo con el ordenamiento jurídico y a la normativa interna aplicable.

13.2 La jefatura superior: Presidencia Ejecutiva, Gerencias, División, Direcciones, Niveles 1, según corresponda, serán responsables, en su respectiva área, de autorizar y velar por el buen uso que hacen sus colaboradores(as) de la infraestructura que permite el tráfico y el acceso a la

información institucional, en concordancia con la normativa interna vigente en materia de seguridad de la información y seguridad informática, para velar por la adecuada administración de los datos, siendo los funcionarios los usuarios finales de la información.

13.3. El uso de los recursos a los que se tiene acceso mediante la infraestructura de

comunicaciones está limitado estrictamente a actividades propias de las funciones del usuario(a). Se establece que:

13.3.1 Está prohibida la utilización del servicio de acceso a Internet para asuntos que no estén estrictamente relacionados con las funciones del usuario(a) autorizado(a). La Gerencia de Transformación Tecnológica ha establecido los mecanismos necesarios para evitar al máximo el acceso a sitios que exhiben material pornográfico, y constantemente monitorea los intentos de acceso a esos sitios o los accesos logrados pese a las medidas de seguridad.

13.3.2. Está prohibido el uso del correo electrónico para emitir o difundir mensajes ofensivos, insultantes, difamatorios, hostiles al ordenamiento institucional, o de contenido pornográfico u obsceno.

13.3.3. Está prohibido el uso del servicio de correo electrónico para transmitir publicidad comercial de cualquier tipo, o realizar proselitismo político o religioso.

13.3.4. Está prohibido el uso del servicio de correo electrónico para copiar o difundir material protegido por derechos de autor o por licencias – tales como artículos o programas de computadora – de manera que infrinja las leyes que protegen la propiedad intelectual, los derechos de autor o los acuerdos de licenciamiento.

13.3.5. Está prohibido el uso del sistema de correo electrónico institucional para difundir mensajes en cadena. Es obligación de todo usuario(a) identificar este tipo de mensajes y romper la cadena. Por el daño severo a que se expone la estabilidad del servicio por este tipo de mensajes, su creación o difusión se considera una falta grave. El Administrador posee los medios para rastrear este tipo de mensajes e identificar a los usuarios(as) que provocan, por este medio, la saturación del servicio. Algunos tipos de virus se propagan utilizando retransmisión de correos automática a la lista de direcciones, razón adicional para interrumpir cualquier tipo de cadena.

13.3.6. Está prohibido enviar o copiar de manera automática mensajes a cuentas de correos externas a la institución, se exceptúan de esta medida aquellos mensajes automáticos generados para informar que la persona no se encuentra disponible.

13.3.7 Está prohibido el envío de mensajes tipo circular sin que medie la debida autorización según corresponda y a través de los canales que en cada caso se establezcan, en el caso de ser estratégico será autorizado por:

- Presidente Ejecutivo,
- Gerentes
- Jefaturas de División
- Directores
- Auditor General.

Para los casos de normativa operativa administrativa se tramitará por medio de las jefaturas: Gerencias, Divisiones, Direcciones y Procesos según corresponda. En el cuerpo del mensaje tipo circular se debe mencionar el nombre de quien autoriza. En consecuencia, solamente los funcionarios(as) indicados podrán enviar correos tipo circular sin que medie autorización.

13.3.8 Está prohibido enviar archivos adjuntos que superen los 20 MB de tamaño máximo total. En caso de envío o recepción de información adjunta hacia o desde fuera de la red ICE, está restringido el tamaño de estos archivos a un total de 20 MB.

En caso de requerirse el envío de información que supere estos límites, se aconseja utilizar el concepto de casillero electrónico, mediante protocolos de comunicación que cuenten con los requerimientos de seguridad validados por el Centro de Soporte Usuario Final, Dirección

Soluciones Tecnológicas con apoyo de la Dirección de Ciberseguridad. Para este fin se debe proceder mediante el formulario establecido por el Centro de Soporte Usuario Final, Dirección Soluciones Tecnológicas. Para el caso de protocolos de comunicación con entes externos, igualmente deberá ser validados por CSUF.

13.3.9. Está prohibido el uso de los recursos informáticos para utilizar servicios de charla en línea (conocidos como “chats”) para efectos ajenos al desempeño de funciones propias del usuario(a).

13.3.10. Está prohibido descargar (bajar) archivos de música o video de internet o participar en juegos de entretenimiento en línea o acceder a sitios de apuestas. Así mismo para el acceso a internet solo está permitido los navegadores web autorizados por la Dirección de Soluciones Tecnológicas y la Dirección de Ciberseguridad.

13.3.11. Está prohibido acceder o transmitir material pornográfico de cualquier naturaleza, que contravengan la ética y las buenas costumbres marco de la relación laboral.

13.3.12. Está prohibido el uso del correo electrónico institucional para el envío de correos electrónicos masivos.

Artículo 14. Para el servicio de correo electrónico utilizando infraestructura ICE.

La capacidad de almacenamiento en correo electrónico, para usuarios, será asignada según sus funciones, ya sea en el servicio en infraestructura ICE o bien en el servicio en la nube. Para los casos donde los usuarios requieran aumentar la capacidad disponible, deberán gestionar la solicitud respectiva por medio del Centro de Soporte Usuario Final, con la respectiva autorización del coordinador del Proceso.

El usuario como buena práctica de uso, deberá vaciar la carpeta de correos no deseados y la carpeta de correos eliminados, en período que no supere los 30 días naturales.

Artículo 15. Se establecen como de carácter obligatorio, las siguientes prácticas que deberán ser acatadas por el usuario:

15.1 El usuario deberá almacenar sus correos en carpetas personales. El usuario(a) final es responsable del respaldo de sus correos. El Centro Soporte Usuario Final, Dirección Soluciones Tecnológicas, brindará el soporte necesario.

15.2 Borrar diariamente aquellos correos que no utilizará posteriormente de la “Bandeja de Entrada”, así como de las carpetas “Elementos Eliminados”, “Borrador” y “Elementos Enviados”. Esto con el fin de optimizar el espacio de almacenamiento en disco.

15.3 Restringir al máximo el envío de correos con archivos adjuntos de imágenes, presentaciones y videos que por su tamaño puedan provocar saturación del servicio. Transmitir o adjuntar archivos de música está prohibido.

15.4 Activar la opción de “eliminar mensajes cuando sale del Outlook”

15.5 Utilizar la “confirmación de entrega y lectura” cuando el interés institucional o comercial lo amerite.

15.6 La Gerencia de Transformación Tecnológica tiene la potestad y la responsabilidad de modificar, limitar o eliminar cualquier uso que se haga de la infraestructura de comunicaciones

o de los recursos disponibles, en detrimento del buen servicio, de acuerdo con la normativa interna vigente.

15.7. La Gerencia de Transformación Tecnológica es el administrador de la red institucional del ICE por lo que deben prevalecer las siguientes reglas:

15.7.1. La Gerencia de Transformación Tecnológica es quién define y administra las redes y segmentos de redes que operen en la Institución.

15.7.2. Los segmentos de red que deban ser desarrollados o modificados por los usuarios(as) para satisfacer necesidades particulares de comunicación asociadas a la prestación de los servicios de TI y TO del ICE, deben ser coordinadas y evaluadas por la Gerencia de Transformación Tecnológica, esto con el fin de velar con el cumplimiento de los estándares y normas establecidas para el desarrollo y operación de la red.

15.7.3 La Dirección de Soluciones Tecnológicas, Gerencia de Transformación Tecnológica es la encargada de administrar y gestionar todos los equipos que permitan la comunicación a la red institucional (routers, access points, switches, entre otros), o sus componentes pasivos, por lo tanto, tendrá control sobre todos los equipos y elementos que sean instalados en la red institucional. La Gerencia de Transformación Tecnológica, establecerá directrices para que las redes administradas por otras las otras Gerencias, cuenten con los lineamientos de administración y seguridad de redes, establecidos para tal fin. La Dirección de Ciberseguridad se encargará del monitoreo de la Infraestructura según las prioridades establecidas por las áreas que administran las diferentes redes dentro de la Institución.

15.7.4. La Dirección Soluciones Tecnológicas, Gerencia de Transformación Tecnológica podrá delegar justificadamente, a su discreción, la administración parcial de estos equipos que permitan la comunicación a la red institucional.

15.7.5. El desarrollo de cualquier proyecto que utilice como transporte a la red Institucional, ya sea de forma total o parcial, debe coordinarse con la Dirección de Soluciones Tecnológicas de la Gerencia de Transformación Tecnológica

15.7.6. La implementación de soluciones de telefonía IP para uso interno del ICE será regulado por la Gerencia de Transformación Tecnológica. La adquisición de cualquier elemento de software o hardware relacionado con este tipo de soluciones debe contar con el visto bueno de la Dirección de Soluciones Tecnológicas de esta Gerencia.

15.7.7. La gestión y control de las soluciones de telefonía IP usadas dentro del ICE recaerá en la Dirección de Soluciones Tecnológicas de la Gerencia de Transformación Tecnológica, la cual podrá delegar de manera total o parcial estas labores en las áreas funcionales del ICE que considere apropiado.

15.7.8. La Dirección de Soluciones Tecnológicas, Gerencia de Transformación Tecnológica es rectora en cuanto a la creación y administración de dominios en la Institución. Se prohíbe la creación de dominios sin su debida autorización. Para este fin las distintas dependencias deben enviar sus solicitudes al Centro de Soporte Usuario Final de la Dirección de Soluciones Tecnológicas.

15.7.9. La Gerencia de Transformación Tecnológica establecerá las normas a seguir por las dependencias en cuanto a la administración y soporte técnico de los diferentes dominios en la Institución. Las solicitudes de soporte técnico serán canalizadas al Centro de Soporte de Usuario Final, Dirección Soluciones Tecnológicas.

15.7.10. Todo el personal del ICE, para hacer uso de la red IP institucional, debe autenticarse (login) en alguno de los dominios oficializados por la Gerencia de Transformación Tecnológica.

15.8. Se prohíbe el uso de mecanismos de hardware o software con el fin de violentar, bloquear o evadir los controles establecidos para la buena gestión de los servicios de comunicación.

Sección II

Seguridad y protecciones

Artículo 16. Seguridad y protecciones

16.1. Con la finalidad de brindar protección a la información y a los sistemas, la Gerencia de Transformación Tecnológica utilizará los mecanismos idóneos para controlar que el acceso a los recursos se permita solamente por los usuarios(as) autorizados(as) y que permitan evitar riesgos de ciberseguridad u otros tipos de incidentes de seguridad de la información que atenten contra la integridad de los recursos informáticos y activos de información.

16.2 Para acceder a la infraestructura de comunicaciones, los usuarios(as) deben utilizar los mecanismos de autenticación y autorización de acceso aprobados por la Dirección de Soluciones Tecnológicas y la Dirección de Ciberseguridad, Gerencia de Transformación Tecnológica. Dicha autenticación y autorización deberá ser realizada antes de usar los recursos y las aplicaciones de la Institución.

16.3 Un usuario(a) no debe utilizar las credenciales personales proporcionadas por la Institución de otro usuario, ni permitirá que otro usuario(a) utilice los suyas. El incumplimiento de lo anterior se considera una falta grave y puede acarrear responsabilidad disciplinaria y de otra índole para el funcionario.

16.4. Todos los usuarios(as) deben cambiar su clave de acceso periódicamente, ya sea de forma voluntaria o de acuerdo con la periodicidad establecida por los sistemas a los que tenga acceso. En aquellos casos en que el cambio no sea de forma obligatorio, se solicitará la actualización cada 3 meses. Debe escogerse la clave de acceso, siguiendo los lineamientos de robustez de contraseña establecidas en normativa institucional vigente.

16.5 Los administradores(as) de los recursos informáticos, en presencia de un incidente de seguridad informática pueden, en la medida que lo permitan la legislación pertinente, los convenios, los acuerdos y los reglamentos, inhabilitar la contraseña que identifica a un usuario(a)

o grupo de usuario(s) o cualquier otro mecanismo de seguridad, sin el permiso del usuario(a). Dicha inhabilitación debe ser notificada al usuario(a).

16.6 Todo trabajador(a) debe proteger su equipo de trabajo de accesos no autorizados por lo que debe bloquear el acceso al equipo o apagarlo en caso de que requiera apartarse del mismo.

16.7 Todo trabajador(a) debe proteger el correo electrónico o cualquier otro aplicativo de accesos no autorizados. Por lo que deben cerrarse las sesiones de trabajo (aplicaciones, accesos remotos, correo, sistema operativo, etc.) cuando por alguna razón requiera apartarse de su puesto de trabajo, de manera que ninguna otra persona pueda hacer uso de los servicios o sistemas en su nombre.

16.8 Todos los usuarios(as) desempeñan un papel importante en la protección de la confidencialidad de las comunicaciones electrónicas, así como de la Seguridad de la Información dentro del ICE. Si un usuario(a) identifica que hay un patrón de tráfico fuera de lo común o intentos de lograr acceso no autorizado al sistema, debe notificar reportar al Centro Soporte de Usuario Final, Dirección Soluciones Tecnológicas, el cual, ante la evaluación respectiva, canalización si así aplica, al Equipo de Respuesta a Incidentes, Dirección Ciberseguridad. Por otra parte, ante un acceso no autorizado a activos de información clasificados como confidenciales, deberá reportar al coordinador de proceso respectivo.

16.9 Con el fin de contar con un ambiente riguroso de seguridad, queda terminantemente prohibido, cargar información procedente de fuentes externas (correo electrónico, internet dispositivos USB, o cualquier otra fuente). En casos excepcionales y de extrema necesidad, con la autorización vía nota del director o gerente correspondiente, se habilitará el uso de dispositivos externos los cuales deberán ser examinados automáticamente por el software antivirus, para descartar posible existencia de archivo o software malicioso. En caso de requerir el intercambio de información debe comunicarse con el Centro de Soporte Usuario Final, Dirección Soluciones Tecnológicas, para que se brinde la solución disponible.

16.10 Todo usuario(a) deberá velar por la instalación y actualización constante del software antivirus Institucional y acatar las directrices que provee la Dirección de Ciberseguridad, Gerencia de Transformación Tecnológica, la cual brindará el soporte que sea necesario mediante las áreas correspondientes.

16.11 Todos los usuarios(as) tendrán la obligación de prestar atención en el equipo asignado, a las notificaciones relacionadas con cualquier virus y de prevenir el contagio a otros equipos, así mismo sobre la sospecha de un posible archivo malicioso malware, informando inmediatamente al Centro Soporte Usuario Final, quienes realizarán la evaluación respectiva y si aplica canalizarán al Equipo de Respuesta a Incidentes de Seguridad de la Información (CSIRT), Dirección Ciberseguridad.

16.12 De comprobarse el contagio intencional con archivos maliciosos, o el no acatamiento de lo dispuesto en este reglamento en relación con este tipo de archivos, el Centro de Soporte Usuario Final, Dirección Soluciones Tecnológicas, notificará a la jefatura oficial correspondiente y el responsable podría ser sujeto de sanción por cometer una falta grave, de acuerdo con la normativa vigente y bajo los procedimientos establecidos.

16.13 Cada funcionario(a) será responsable de velar por la protección y seguridad de la información confiada a su cuidado, conforme a la Política Empresarial de Seguridad de la Información, con base en las funciones que desempeña y que se encuentra almacenada en su equipo de trabajo, de acuerdo a los procedimientos y herramientas establecidas por la Gerencia de Transformación Tecnológica y la normativa empresarial vigente.

16.14 Cada funcionario(a) será responsable de respaldar periódicamente la información almacenada en su equipo de trabajo, en los medios oficiales previsto por la Institución. En caso de alguna reparación o cambio ya sea del disco duro o del equipo de trabajo en su totalidad, el responsable del respaldo de información es el funcionario que cuenta con el equipo asignado, salvo casos que por criterio técnico del Centro de Soporte Usuario Final, se requiera contar con el apoyo para el respaldo de información por parte del Centro Soporte Usuario Final, quienes procederán utilizando procedimientos y herramientas establecidas por la Dirección Soluciones Tecnológicas, en cumplimiento de la normativa institucional vigente.

16.15 Todas las jefaturas en el ICE son responsables, en su respectiva área, de velar por el respaldo o la eliminación permanente de la información almacenada en los diferentes medios, así como la eliminación del software instalado en los equipos de trabajo de su personal al momento en que dichos medios o equipos vayan a ser sustituidos o desechados. Para tal efecto coordinará con el Centro Soporte Usuario Final, Dirección Soluciones Tecnológicas, para la eliminación de información almacenada y software instalado.

16.16 Con base en los apartados 16.14 y 16.15 la Dirección de Soluciones Tecnológicas en coordinación con la Dirección de Ciberseguridad, designará las herramientas vigentes, para el respaldo y traslado de información.

16.17 Toda herramienta de almacenamiento empleada para el respaldo o manejo de información del ICE debe contar con las medidas que garanticen la protección y seguridad, así como los mecanismos que garanticen la protección en reposo y en tránsito de la información, conforme a las políticas establecidas por la Gerencia de Transformación Tecnológica. Es responsabilidad del usuario la aplicación de estas medidas y de la jefatura correspondiente, velar por que se cumplan las instrucciones para el acatamiento de este artículo.

16.18 Se autoriza el almacenamiento virtual (nube) bajo los servicios oficiales brindados o contratados por la Institución para el respaldo y almacenamiento de información del ICE.

16.19 Cuando por razones técnicas o económicas se requiera contratar el servicio en nube externo al ICE, la Gerencia de Transformación Tecnológica, deberá velar, por la implementación de controles de seguridad con el proveedor y formalizar convenios de confidencialidad en concordancia con la normativa institucional establecida para la adquisición de servicios externos.

16.20 Es responsabilidad de los usuarios utilizar los mecanismos de multifactor para autenticación habilitados por la Institución y en las plataformas que así hayan sido habilitadas por la Institución.

16.21 La Dirección de Ciberseguridad establecerá los controles técnicos específicos para temas de ingeniería social, control de acceso y autenticación, políticas de directorio activo, sistemas operativos soportados, uso de últimas aplicaciones de software soportadas, uso y actualización de herramientas de antivirus, antispyware y prevención de malware, así como las salvaguardas respectivas.

La Dirección de Ciberseguridad, habilitará los bloqueos respectivos y realizará la habilitación de características de seguridad que se encuentren disponibles en los aplicativos autorizados, para minimizar los riesgos de seguridad en los mismos.

Artículo 17. Divulgación de información a través de medios de comunicación electrónica

17.1 Se prohíbe la divulgación no autorizada de información concerniente a la empresa, su operación, sus clientes, sus trabajadores(as) o terceros, a través de cualquier medio de comunicación electrónica o de almacenamiento externo, de acuerdo con lo establecido en el artículo 71, inciso G, Código de Trabajo y lo establecido en la normativa laboral interna.

17.2 Cualquier información referente a los sistemas, equipos y comunicaciones de la Institución, que haya sido clasificada como privada o declarada como confidencial, debe tener controles de acceso implementados para usuarios autorizados.

Capítulo IV

De las Sanciones

Sección I

Sanciones

Artículo 18. Sanciones

18.1. Las consecuencias por la violación de este reglamento pueden variar en función de la naturaleza y severidad de la falta específica, de acuerdo con la normativa interna y a las disposiciones y procedimientos de la legislación vigente.

18.2. Todo usuario(a) que viole este reglamento estará sujeto(a), según corresponda a:

1. Acciones disciplinarias.

2. Responsabilidad civil o penal que pueda derivarse del incumplimiento según lo establecido en nuestro ordenamiento jurídico.

18.3. La aplicación de las acciones disciplinarias se realizará según las normas y procedimientos establecidos en la legislación vigente y en la normativa interna.

Capítulo V

Disposiciones Finales

Sección I

Artículo 19 Revisiones y actualizaciones. La Gerencia de Transformación Tecnológica se encargará de revisar el presente Reglamento y planteará las actualizaciones que se considere convenientes de conformidad al contexto tecnológico, organizacional, de procesos entre otros.

Artículo 20 Derogatoria. Se deja sin efecto el documento normativo REGLAMENTO PARA UTILIZACIÓN DE RECURSOS INFORMÁTICOS DE USUARIO FINAL: HARDWARE, SOFTWARE Y SERVICIO DE COMUNICACIONES, código 36.00.001.2009 MC, versión 4, aprobado por la Dirección Corporativa Jurídica y la Dirección Corporativa de Estrategia el 15/06/2018. Bajo este contexto se procede a ajustar lo correspondiente a formato de documento normativo, se actualiza el contenido del reglamento y se actualiza según los nuevos elementos de tecnologías de información aplicables.

Artículo 21 Vigencia. Rige a partir de su publicación.

Artículo 22 Aprobación. La instancia de aprobación del presente reglamento corresponde a la Gerencia General.

San José, 16 de diciembre del 2022.—Gerencia General.—Sr. Harold Cordero Villalobos, Gerente general.—1 vez.—(IN2023707199).

INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS

AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

INTENDENCIA DE ENERGÍA RE-0001-IE-2023 DEL 11 DE ENERO DE 2023

RECTIFICACIÓN DE LA RESOLUCIÓN RE-0088-IE-2022 DEL 15 DE DICIEMBRE DE 2022

ET-104-2022

RESULTANDO:

- I. Que el 15 de diciembre de 2022, mediante la resolución RE-0088-IE-2022, la Intendencia de Energía (IE) resolvió realizar la aplicación anual del periodo 2023 de la “Metodología para el ajuste extraordinario de las tarifas del servicio de electricidad producto de variaciones en el costo de los combustibles utilizados en la generación térmica para el consumo nacional y las importaciones netas de energía eléctrica del mercado eléctrico regional, (CVG)” para el servicio de generación del ICE y el servicio de distribución y alumbrado público de todas las empresas distribuidoras.
- II. Que el 11 de enero de 2023, mediante el informe técnico IN-0002-IE-2023, la IE, analizó la presente gestión y en dicho estudio técnico recomendó, rectificar la resolución RE-0088-IE-2022.

CONSIDERANDO:

- I. Que el informe técnico IN-0002-IE-2023, citado y que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

[...]

II. **ANÁLISIS DEL ASUNTO**

1. *En el “Por Tanto II” de la resolución citada, se dispuso, lo siguiente:*

- [...] II. Fijar los precios de las tarifas para el servicio de generación que presta el Instituto Costarricense de Electricidad, tal y como se detalla: [...]

En el citado “Por Tanto” se fijó el pliego tarifario del sistema de generación del ICE, para lo cual se incluyó un cuadro donde se indicó la estructura de costos sin costo variable de generación (CVG). En la columna denominada “Categoría tarifaria” en la fila titulada “**Tarifa T-UD: Usuarios directos del sistema de generación**” (Tarifa T-UD) se fijaron las siguientes tarifas:

ICE Sistema de generación		Estructura de costos sin CVG	Estructura de costos sin CVG	Tarifa	Tarifa	Tarifa	Tarifa
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Vigente del 1/ene/2023 al 30/jun/2023	Vigente del 1/jul/2023 al 31/dic/2023	Propuesto del 1/ene/2023 al 31/mar/2023	Propuesto del 1/abr/2023 al 30/jun/2023	Propuesto del 1/jul/2023 al 30/set/2023	Propuesto del 1/oct/2023 al 31/dic/2023
► Tarifa T-UD Usuarios directos del servicio de generación							
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>							
	Periodo Punta	cada kWh	0,055	0,055	0,050	0,050	0,050
	Periodo Valle	cada kWh	0,046	0,046	0,050	0,040	0,040
	Periodo Noche	cada kWh	0,039	0,038	0,040	0,040	0,030
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>							
	Periodo Punta	cada kW	2,940	2,908	2,910	2,680	2,650
	Periodo Valle	cada kW	2,940	2,908	2,910	2,680	2,650
	Periodo Noche	cada kW	0,00	0,00	0,000	0,000	0,000

No obstante, después de realizar un seguimiento *ex post* a las tarifas publicadas, se determinó que hubo una situación particular para el caso de la tarifa “T-UD: Usuarios directos del sistema de generación”, donde las tarifas finales fueron redondeadas a dos decimales, cuando lo adecuado para este tipo de tarifa es que el redondeo fuera con tres decimales. Lo anterior, generó una diferencia mínima con los datos previamente aprobados y los valores exactos.

Bajo el contexto anterior, lo correcto tuvo que haber sido establecer las tarifas, según los cálculos realizados por esta Intendencia de la siguiente manera:

ICE Sistema de generación		Estructura de costos sin CVG	Estructura de costos sin CVG	Tarifa	Tarifa	Tarifa	Tarifa
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Vigente del 1/ene/2023 al 30/jun/2023	Vigente desde el 1/jul/2023	Vigente del 1/ene/2023 al 31/mar/2023	Vigente del 1/abr/2023 al 30/jun/2023	Vigente del 1/jul/2023 al 30/set/2023	Vigente del 1/oct/2023 al 31/dic/2023
► Tarifa T-UD Usuarios directos del servicio de generación tarifa en dólares (\$)							
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>							
Periodo Punta	cada kWh	0.055	0.055	0.054	0.050	0.050	0.051
Periodo Valle	cada kWh	0.046	0.046	0.046	0.042	0.042	0.043
Periodo Noche	cada kWh	0.039	0.038	0.039	0.036	0.035	0.035
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>							
Periodo Punta	cada kW	2.940	2.908	2.909	2.682	2.653	2.691
Periodo Valle	cada kW	2.940	2.908	2.909	2.682	2.653	2.691
Periodo Noche	cada kW	0.00	0.00	0.000	0.000	0.000	0.000

Es importante indicar que cualquier diferencia en las tarifas, surgidas entre el primero de enero de 2023 (fecha en que entró a regir el pliego tarifario) y a la fecha de publicación de la respectiva resolución, será revisada y validada por medio del mecanismo de liquidación que cuenta la metodología del CVG, la cual, se aplicará en el próximo trimestre inmediato, con el fin de compensar cualquier posible afectación entre las partes involucradas.

2. En el “Por Tanto IV” de la resolución citada, se dispuso, lo siguiente:

- [...] IV. Fijar los precios de las tarifas para los sistemas de alumbrado público de las empresas distribuidoras de electricidad, tal y como se detalla: [...]

*En el citado “Por Tanto” se fijó el pliego tarifario del sistema de alumbrado público de la CNFL, para lo cual se incluyó un cuadro donde se indicó la estructura de costos sin costo variable de generación (CVG). En la columna denominada “Categoría tarifaria” en la fila titulada “**Tarifa T-AP: Alumbrado público**” (Tarifa T-AP) se fijaron las siguientes tarifas con sus respectivas fechas de vigencia, según se muestra:*

Categoría tarifaria	detalle del cargo	Estructura de costos sin CVG	Tarifa	Tarifa	Tarifa	Tarifa	
		Vigente del 1/ene/2021 al 31/dic/2021	Vigente del 1/ene/2022 al 31/mar/2022	Vigente del 1/abr/2022 al 30/jun/2022	Vigente del 1/jul/2022 al 30/set/2022	Vigente del 1/oct/2022 al 31/dic/2022	
► Tarifa T-AP Alumbrado público							
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>							
	a. Bloque 0-30 kWh	Cargo fijo	105,30	101,10	102,00	102,30	102,90
	b. Bloque 31-50 000 kWh	cada kWh	3,51	3,37	3,40	3,41	3,43
	c. Bloque mayor a 50 000 kWh	Cargo fijo	175 500,00	168 500,00	170 000,00	170 500,00	171 500,00

Al igual que el punto anterior, después de realizar la revisión expost de todos los pliegos tarifarios de las distintas empresas distribuidoras, se observó que las descripciones de los encabezados para la Tarifa T-AP: Alumbrado público, no se actualizó la fecha de rige (primero de enero de 2023), indicando el periodo de 2022, cuando lo correcto tuvo que haber sido establecer las tarifas con fechas de rige para el 2023 de la siguiente manera:

Categoría tarifaria	detalle del cargo	Estructura de costos sin CVG	Tarifa	Tarifa	Tarifa	Tarifa	
		Vigente a partir del 1/ene/2020	Rige del 1/ene/2023 al 31/mar/2023	Rige del 1/abr/2023 al 30/jun/2023	Rige del 1/jul/2023 al 30/set/2023	Rige del 1/oct/2023 al 31/dic/2023	
► Tarifa T-AP Alumbrado público							
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>							
	a. Bloque 0-30 kWh	Cargo fijo	105,30	101,10	102,00	102,30	102,90
	b. Bloque 31-50 000 kWh	cada kWh	3,51	3,37	3,40	3,41	3,43
	c. Bloque mayor a 50 000 kWh	Cargo fijo	175 500,00	168 500,00	170 000,00	170 500,00	171 500,00

- La Ley General de la Administración Pública en el artículo 157 establece que [...] En cualquier tiempo podrá la Administración rectificar los errores materiales o de hecho y los aritméticos [...].*
- En virtud del artículo 157 de la Ley General de la Administración Pública y principio de celeridad y economía procesal administrativa que le informa, la Administración puede rectificar y en cualquier tiempo sus errores materiales, de hecho o aritméticos que le indujeron la Intendencia de Energía a transcribir en los “Por Tanto II y IV” de la resolución RE-0088-IE-2022 una tarifa T-UD, que no correspondía para el periodo 1 de enero 2023 al 31 de diciembre 2023, así como la fecha de rige para la tarifa T-AP, respectivamente. Lo anterior es posible sin necesidad de aplicar el procedimiento administrativo que prevé la Ley 6227.*
- Por lo anterior, lo procedente es rectificar las Tarifas T-UD que aplica el ICE y la tarifa de T-AP, que aplica la CNFL, para el periodo 1 de enero 2023 al 31 de diciembre 2023 consignada en los “Por Tanto II y IV” de la resolución RE-0088-IE-2022, en los términos indicados en los puntos 1 y 2 de este informe.*

[...]

- II. Que de conformidad con lo señalado en los resultados y considerandos procedentes y en el mérito de los autos, lo procedente es, rectificar la resolución RE-0088-IE-2022, tal y como se dispone:

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

- I. Rectificar en el “*Por Tanto II*” de la resolución RE-0088-IE-2022, el pliego tarifario del sistema de generación del ICE, en específico para la Tarifa T-UD: Usuarios directos del sistema de generación, de la siguiente manera:

ICE Sistema de generación		Estructura de costos sin CVG	Estructura de costos sin CVG	Tarifa	Tarifa	Tarifa	Tarifa
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Vigente del 1/ene/2023 al 30/jun/2023	Vigente desde el 1/jul/2023	Vigente del 1/ene/2023 al 31/mar/2023	Vigente del 1/abr/2023 al 30/jun/2023	Vigente del 1/jul/2023 al 30/set/2023	Vigente del 1/oct/2023 al 31/dic/2023
► Tarifa T-UD Usuarios directos del servicio de generación tarifa en dólares (\$)							
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>							
Periodo Punta	cada kWh	0.055	0.055	0.054	0.050	0.050	0.051
Periodo Valle	cada kWh	0.046	0.046	0.046	0.042	0.042	0.043
Periodo Noche	cada kWh	0.039	0.038	0.039	0.036	0.035	0.035
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>							
Periodo Punta	cada kW	2.940	2.908	2.909	2.682	2.653	2.691
Periodo Valle	cada kW	2.940	2.908	2.909	2.682	2.653	2.691
Periodo Noche	cada kW	0.00	0.00	0.000	0.000	0.000	0.000

- II. Rectificar en el “*Por Tanto IV*” de la resolución RE-0088-IE-2022, el pliego tarifario del sistema de alumbrado público de la CNFL, para la Tarifa T-AP: Alumbrado público, de la siguiente manera:

Categoría tarifaria	detalle del cargo	Estructura de costos sin CVG	Tarifa	Tarifa	Tarifa	Tarifa
		Vigente a partir del 1/ene/2020	Rige del 1/ene/2023 al 31/mar/2023	Rige del 1/abr/2023 al 30/jun/2023	Rige del 1/jul/2023 al 30/set/2023	Rige del 1/oct/2023 al 31/dic/2023
► Tarifa T-AP	Alumbrado público					
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>						
	a. Bloque 0-30 kWh	Cargo fijo	105,30	101,10	102,00	102,30
	b. Bloque 31-50 000 kWh	cada kWh	3,51	3,37	3,40	3,41
	c. Bloque mayor a 50 000 kWh	Cargo fijo	175 500,00	168 500,00	170 000,00	170 500,00

- III. Indicar al Instituto Costarricense de Electricidad (*ICE*) y a los usuarios directos del sistema de generación bajo la tarifa T-UD, que cualquier diferencia que se haya generado entre el 1 de enero de 2023 y la fecha de publicación de la presente resolución, se estará validando y reconociendo por medio del mecanismo de liquidación que cuenta la metodología del CVG para estos casos. Este proceso se llevará acabo el II trimestre del 2023.
- IV. En todo lo demás, se mantiene incólume el resto de la resolución RE-0088-IE-2022 del 15 de diciembre de 2022.

En cumplimiento de lo que ordenan los artículos 245 y 345 de la Ley General de la Administración Pública (LGAP) se informa que contra esta resolución pueden interponerse los recursos ordinarios de revocatoria y de apelación y el extraordinario de revisión. Los recursos ordinarios podrán interponerse ante la Intendencia de Energía, de conformidad con los artículos 346 y 349 de la LGAP.

De conformidad con el artículo 346 de la LGPA., los recursos de revocatoria y de apelación deberán interponerse en el plazo de tres días hábiles contado a partir del día hábil siguiente al de la notificación y, el extraordinario de revisión, dentro de los plazos señalados en el artículo 354 de dicha ley.

PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE

Mario Mora Quirós, Intendente.—1 vez.—(IN2023707836).

RE-0003-IE-2023
SAN JOSÉ, A LAS 17:42 HORAS DEL 12 DE ENERO DE 2023

APLICACIÓN ANUAL DE OFICIO DE 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)” PARA PLANTAS EÓLICAS EXISTENTES.

ET-097-2022

RESULTANDO:

- I. 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, la cual deroga la anterior metodología dictada por medio de la resolución RJD-009-2010 del 07 de mayo de 2010 y sus reformas.
- II. Que el 19 de febrero de 2018, mediante resolución DGT-R-012-2018 de la Dirección General de Tributación del Área de Ingresos 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 de estar compuesto por un número con 13 enteros y 5 decimales.
- III. Que el 6 de enero de 2022, mediante la resolución RE-0001-IE-2022, el Intendente de Energía, fijó la banda tarifaria vigente para todos los generadores privados existentes, la cual fue publicada en el Alcance 4 a La Gaceta 5 del 11 de enero de 2022.

- IV.** Que el 3 de mayo de 2022, la empresa Aeroenergía S.A., remite a la IE la información de contabilidad regulatoria correspondiente al periodo 2021. (folios 717 y 718 del OT-034-2022).
- V.** Que el 3 de mayo de 2022, la empresa Molinos de Viento del Arenal S.A., remite a la IE la información de contabilidad regulatoria correspondiente al periodo 2021. (folios 717 y 718 del OT-034-2022).
- VI.** Que el 31 de mayo de 2022, la IE le solicitó por medio del OF-0363-IE-2022 al Centro Nacional de Control de Energía (CENCE), la actualización de información sobre la capacidad de placa de los generadores privados y horas en operación de las plantas, información suministrada por dicha entidad por medio del oficio 0810-362-2022 del 15 de junio de 2022. (folios 374 al 375 del OT-034-2022).
- VII.** Que el 14 de setiembre de 2022, por medio del oficio OF-0731-IE-2022 la IE solicita información aclaratoria a la empresa Aeroenergía S.A., y la empresa brindó la información solicitada el 27 de setiembre de 2022. (folios 717 y 718 del OT-034-2022).
- VIII.** Que el 14 de setiembre de 2022, por medio del oficio OF-0733-IE-2022 la IE solicita información aclaratoria a la empresa Molinos de Viento del Arenal S.A., y la empresa brindó la información solicitada el 27 de setiembre de 2022. (folios 717 y 718 del OT-034-2022).
- IX.** Que el 5 de octubre de 2022, por medio del oficio OF-0800-IE-2022 la IE solicita información aclaratoria a la empresa Aeroenergía S.A., y la empresa brindó la información solicitada el 21 de octubre de 2022. (folios 717 y 718 del OT-034-2022).
- X.** Que el 5 de octubre de 2022, por medio del oficio OF-0802-IE-2022 la IE solicita información aclaratoria a la empresa Molinos de Viento del Arenal S.A., y la empresa brindó la información solicitada el 21 de octubre de 2022. (folios 717 y 718 del OT-034-2022).
- XI.** Que el 24 de octubre de 2022, por medio del oficio OF-0872-IE-2022 (la IE solicita información aclaratoria a la empresa Aeroenergía S.A., y a la fecha la empresa no ha brindado respuesta a la información solicitada. (folios 717 y 718 del OT-034-2022).

- XII.** Que el 24 de octubre de 2022, por medio del oficio OF-0868-IE-2022 la IE solicita información aclaratoria a la empresa Molinos de Viento del Arenal S.A., y a la fecha la empresa no ha brindado respuesta a la información solicitada. (folios 717 y 718 del OT-034-2022).
- XIII.** Que el 4 de noviembre de 2022, se publicó la convocatoria a audiencia pública en La Gaceta 211 y el 7 de noviembre de 2022 en los diarios de circulación nacional La Teja y La República, a celebrarse el 15 de diciembre de 2022 (folios 107 al 110 del ET-097-2022).
- XIV.** Que el 15 de diciembre de 2022 se llevó a cabo la audiencia pública, como consta en el acta AC-0636-DGAU-2022 (folio 158 del ET-097-2022).
- XV.** Que el 15 de diciembre de 2022, mediante el informe IN-0928-DGAU-2022, la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) remitió a la IE el informe de oposiciones y coadyuvancias (folios 156 al 157 del ET-097-2022).
- XVI.** Que el 12 de diciembre de 2023, mediante el informe técnico IN-0005-IE-2023, la IE analizó, la presente gestión de ajuste tarifario y en dicho estudio técnico recomendó, entre otras cosas, fijar la banda tarifaria para todos los generadores privados eólicos existentes que tengan contrato privado o que firmen un contrato para la venta al Instituto Costarricense de Electricidad al amparo del capítulo I de la Ley No. 7200 y para aquellas compraventas de energía eléctrica provenientes de plantas eólicas privadas nuevas, con condiciones similares a las que establece la Ley 7200.

CONSIDERANDO:

- I.** Que del informe técnico IN-0005-IE-2023, citado 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. [...]

Además, 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. [...]

Así mismo, el artículo 17 inciso 1 del Reglamento Interno de Organización y funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su órgano desconcentrado (RIOF) dispone que corresponde a las Intendencias:

1. Fijar los precios, tarifas y tasas de los servicios públicos bajo su competencia aplicando los modelos vigentes aprobados por Junta Directiva.

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.

III. ANÁLISIS DEL ASUNTO

1. Consideraciones previas sobre la aplicación por primera vez de la metodología RE-0021-JD-2022

En relación con los cambios introducidos en la metodología vigente (RE-0021-JD-2022) respecto a la metodología que sustituye (RJD-009-2010 y sus reformas), es conveniente extraer de la resolución RE-0021-JD-2022, lo siguiente:

“[...]

Resumen de los cambios introducidos en esta propuesta respecto a la metodología vigente RJD-009-2010

Así las cosas, de lo incluido en los apartados anteriores que componen el Marco Legal y el Marco Técnico, las siguientes son las modificaciones a la forma de cálculo de la tarifa vigente, que se proponen en este informe:

- a. Para los generadores privados amparados al capítulo I de la Ley 7200 que hayan renovado y que renueven contrato de compra-venta de electricidad con el ICE, entraría a regir una banda tarifaria para determinar las tarifas para cada fuente, una banda para plantas hidroeléctricas y otra banda para plantas eólicas, con información respectiva de cada grupo de plantas por fuente.

b. *Cambios de conformidad con el informe de la CGR N.º DFOE-AE-IF-00009-2019, según lo detallado en la sección 2.6 anterior:*

- *Se realiza la separación tarifaria por fuente; hidroeléctricas y eólicas.*
- *Se ajustan todas las variables a la potencia o capacidad contratada, en lugar de la potencia o capacidad instalada.*
- *Se ajusta la redacción de todas las variables para que se incluya en el cálculo únicamente la proporción correspondiente a la capacidad contratada por el ICE, que corresponde al servicio público regulado.*
- *Se aclara la fecha de corte de la información de todas las variables incluidas en el cálculo, y se estandariza dicho corte al cierre fiscal nacional, esto es al 31 de diciembre del año anterior (o en su defecto el cierre fiscal nacional que se establezca vía Ley) al inicio del procedimiento de fijación tarifaria.*
- *Se incluye la utilización de las horas de operación para venta de energía al ICE de las plantas, para calcular la variable de expectativas de ventas.*

c. *Otros cambios realizados:*

- *Se propone que el cálculo de las bandas se realice con base en los costos de explotación promedio y su desviación estándar. Por lo que la tarifa tope sería el costo promedio más una desviación estándar, mientras que la tarifa piso sería el costo promedio menos tres desviaciones estándar.*
- *Se incluye la aclaración de las fuentes de información utilizadas para el cálculo de los costos de explotación, de inversión y de apalancamiento, de conformidad con las disposiciones de la contabilidad regulatoria que le aplica al sector, con información real y actualizada de las plantas que componen cada grupo a tarifar.*
- *Se incluye las fórmulas de cálculo de las horas en operación para venta de energía al ICE, con base en la información disponible en Aresep, esto quiere decir, la energía anual vendida por cada planta al ICE y la potencia contratada de cada planta.*
- *Se aclara la redacción del ajuste que se le hace a la inversión sobre su vida en operación para calcular la rentabilidad, el cual corresponde al concepto de vida remanente, que considera la antigüedad de las plantas.*

- *Se modifica la sección de estructura tarifaria, para que, con la aplicación de la banda tarifaria definida, el ICE en sus procesos de recontractación o establecimiento de adendas a contratos renovados vigentes, defina con base en las necesidades del SEN y la optimización de la matriz de generación, si se requiere una estructura tarifaria o más bien, el establecimiento de tarifas planas anuales. Para lo anterior, deberá justificar cualquier decisión que tome y además se establece que todos los precios ofertados (anuales o con estructura tarifaria) deben estar en todo momento dentro de la banda correspondiente vigente al momento de la compra de energía. Lo anterior considerando la situación y contexto actual del sector explicada en las secciones 2.3, 2.4 y 2.5 anteriores.*
 - *Se modificaron las secciones correspondientes a “Competencias de la Intendencia de Energía o del órgano interno encargado de fijar tarifas” y “OBLIGACIONES DE LOS GENERADORES PRIVADOS”, para que queden más claras las obligaciones que tienen todos los generadores privados a los cuales se les aplicará esta metodología, se detalla la información requerida y la facultad del órgano interno de Aresep encargado de fijar estas bandas para recopilar toda la información que considere necesaria para realizar las aplicaciones de la metodología.*
 - *Se incluye la posibilidad de eliminación de los valores extremos en el cálculo de las variables costos de explotación promedio e inversión total promedio, ya que en estricto apego a lo establecido en el artículo 32 de la Ley 7593: “No se aceptarán costos de las empresas reguladas: // (...) 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. (...)”, valores extremos que, según un criterio estadístico, cumplirían con esas premisas para la fijación tarifaria.*
- d. Cambios realizados para equipar criterios entre las metodologías tarifarias utilizadas para todo el sector, esto es respecto a las metodologías para calcular las bandas de hidroeléctricas nuevas, eólicas nuevas y fotovoltaicas:*
- *El cálculo de las variables se realizará con promedios simples y no promedios ponderados, de tal forma que la desviación estándar refleje la dispersión de los datos reales respecto a su promedio. También se mantiene el análisis de la exclusión de valores extremos.*

- *Equiparación del periodo histórico para calcular las variables de horas de operación, factor de planta y rédito, de tal manera que se utilicen los últimos 5 años, al igual que se realiza en las metodologías de plantas de generación privada nuevas.*

[...]”

Con respecto al cambio de tarifa puntual a bandas tarifarias, en la resolución RE-0021-JD-2022, se indica en el apartado 1.3 lo siguiente:

“[...]

1.3 Criterio jurídico respecto al cambio de metodología tarifaria para generadores privados y el ICE cuyos contratos están vigentes

Ante la consulta realizada por el Director del CDR en el oficio OF-0198-CDR-2021 de si existe alguna limitación legal para aplicarles un cambio metodológico a los generadores y el ICE cuyos contratos se encuentran vigentes, la DGAJR dio respuesta mediante el OF-0817-DGAJR-2021 del cual se considera necesario extraer lo siguiente:

- 1.Los servicios públicos adquieren dicha condición, en atención a la satisfacción de una necesidad general, que es de interés público y están sujetos a un régimen jurídico de sujeción especial.*
- 2.De acuerdo con el artículo 3 inciso a) de la Ley N° 7593 se entiende por servicio público aquel que por su importancia para el desarrollo sostenible del país es calificado como tal por el legislador.*
- 3.No es el interés de la Administración titular, ni el interés particular de los usuarios, o el del prestador habilitado, el que debe prevalecer, aspecto que debe queda claro desde las diversas perspectivas existentes en torno a la prestación de los servicios públicos.*
- 4.La declaración de una actividad como servicio público (publicatio) implica que la titularidad de éste se encuentra a cargo de la Administración Pública. De modo que, un tercero público o privado no puede pretender explotar un servicio público, a menos que cuente con*

la debida habilitación de parte de la Administración titular del servicio, mediante la cual, le delegue su prestación. Tal delegación no implica una pérdida de la titularidad del servicio público en cuestión.

5. *Los terceros que presten un servicio público por delegación de la Administración Pública, se encuentran sujetos al control, supervisión y verificación de parte de ésta, que en última instancia es la que debe velar porque el servicio se ofrezca en las condiciones necesarias para satisfacer el interés público.*

6. *Existe una relación de sujeción especial entre la Administración titular y el prestador habilitado (artículo 14 de Ley General de la Administración Pública), la cual, si bien, tiene como base la existencia de una relación jurídico administrativa entre ambas partes y se encuentra regulada por principios generales del derecho administrativo, no se trata de cualquier relación, sino que, como característica esencial implica una mayor proximidad de parte de la Administración, que genera un vínculo de gran intensidad con el particular habilitado, en la cual, éste goza de ciertas ventajas o beneficios, pero al mismo tiempo, tiene obligaciones, a fin de cumplir con el fin del servicio que presta.*

7. *El ordenamiento jurídico (en este caso, relativo a los servicios públicos), implica que existe normativa a partir de las diversas fuentes establecidas legalmente (artículo 6 de la Ley General de la Administración Pública), a través de la cual, la Administración en el ejercicio de sus competencias, define las condiciones específicas en las cuales se debe desarrollar la relación de sujeción especial que sostiene con los particulares habilitados para prestar un servicio público.*

8. *El particular habilitado, se encuentra sometido a lo que disponga el ordenamiento jurídico referente a su actividad, a los controles administrativos que se dispongan, a las consecuencias del ejercicio de las diversas potestades atinentes, y a las diversas órdenes, directrices y disposiciones administrativas de las que puedan ser objeto. Esto evidencia, un fortalecimiento de la posición de la Administración y la prevalencia del interés general.*

9.*El ejercicio de las potestades encomendadas a la Aresep, evidencian un control de naturaleza intensa, que obliga a una prestación adecuada de los servicios públicos en cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima, de forma que se promueva la satisfacción del interés general (artículo 5 de la Ley N° 7593).*

10.*Esa relación de sujeción especial dentro de la cual se presta un servicio público, se encuentra sometida a un ordenamiento jurídico, en el cual, predomina la Ley N° 7593 y su reglamento, así como, la normativa técnica, metodologías tarifarias y demás disposiciones regulatorias que emita la Aresep, sin perjuicio de la normativa adicional o especial, que resulte aplicable según cada servicio.*

11.*Lo dicho, incluye a los prestadores del servicio de suministro de energía eléctrica, establecido en el artículo 5 inciso a) de la Ley N° 7593, que en todas sus etapas (generación, y transmisión, distribución y comercialización), es considerado como servicio público, al lado de los demás servicios definidos así por el legislador, por su importancia para el desarrollo sostenible del país.*

12.*Dentro del servicio de suministro de energía eléctrica, se encuentra el de generación privada de energía eléctrica, autorizado en las condiciones establecidas en la Ley que autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela, Ley N° 7200 y su reforma efectuada mediante la Ley N° 7508, lo que implica el sometimiento de los generadores privados, igualmente, al régimen de sujeción especial ejecutado por la Aresep en cuanto a la regulación de los servicios públicos refiere.*

13.*En cuanto a la definición de una metodología tarifaria por parte de la Aresep, solamente se hace referencia a los generadores privados sujetos al Capítulo I de la Ley N° 7200, a los cuales también les resulta aplicable el Reglamento al Capítulo I de la Ley N° 7200 (Decreto N° 37124-MINAET), ambos cuerpos normativos de carácter especial, que complementan la Ley N° 7593, en lo que refiere a la definición de las obligaciones a cumplir y a las condiciones en las cuales deben prestar el servicio público.*

14. *Tratándose del contrato de compra venta de energía que suscribe cada generador privado con el ICE, según dispone la Ley N° 7200, es preciso considerar que, éste se formaliza a fin de darle certeza jurídica a la relación que se origina entre ambas partes, sin perjuicio del ejercicio de las competencias regulatorias por parte de la Aresep.*

15. *La obligación de suscribir tales contratos se encuentra estipulada en el artículo 13 de la Ley N° 7200, sin embargo, es preciso considerar que las condiciones de prestación no se agotan en el contenido de contrato, pues debe recordarse que existe un amplio ordenamiento jurídico aplicable que le otorga a la Aresep potestades que cumplir.*

16. *El contrato de compra de energía, en lo que respecta al tema tarifario, se circunscribe a lo que la Aresep decida en el ámbito de sus competencias, tanto en lo referente a la definición de la metodología tarifaria aplicable, como, en cuanto a la tarifa que se fije conforme a la metodología vigente para dicho servicio.*

17. *El artículo 20 del Reglamento al Capítulo I de la Ley N° 7200, remite de forma clara a la Ley N° 7593, según la cual, a su vez, se establece como parte de las funciones de la Aresep la fijación tarifaria, y para ello, a su vez, la elaboración de las metodologías que correspondan, conforme lo disponen los artículos, 25, 29, 31 y 36.d) de la mencionada Ley, en concordancia con los artículos 32, 34, 41 y 42 del Reglamento Sectorial de Servicios Eléctricos.*

18. *Dicha potestad de formular y revisar las metodologías tarifarias (aplicando una discrecionalidad técnica), mediante las cuales, posteriormente fije las tarifas de los servicios públicos regulados, ha sido ampliamente analizada y fortalecida por los Tribunales de Justicia, así, como por la Procuraduría General de la República.*

19. *Cada vez que se revisa y modifica una metodología tarifaria existente, o bien, se define una nueva metodología, dicha actuación se encuentra ajustada a derecho, no solo porque se trata del ejercicio de competencias de la Aresep, sino, porque los administrados (sean prestadores o usuarios, entre otros), no tienen un derecho a que sea inmutable el ordenamiento jurídico que rige la materia.*

20. *El artículo 34 constitucional, que referente a la irretroactividad de la Ley, garantiza el respeto de los derechos subjetivos y de las situaciones jurídicas consolidadas, a fin de conferirle cierta certeza y seguridad jurídica al administrado sobre su situación particular en relación con una situación concreta y en un momento histórico determinado. No obstante, dicho numeral, ni en su redacción, ni en sus principios intrínsecos, establece un derecho a la inmutabilidad del ordenamiento jurídico, sino que, por el contrario, la actualización y discusión activa de éste en sus diversas fuentes, requiere ser una constante, a fin de verificar su ajuste a la realidad normada y su posible necesidad de modificación.*

21. *El tema de la mutabilidad del ordenamiento jurídico, ha sido un tema ampliamente analizado por la jurisprudencia y en los diversos pronunciamientos de la PGR, dejando ver que: “Pretender que el derecho no pueda mutar o ser modificado, es impedir que el ordenamiento se adapte a las nuevas situaciones fácticas de los tiempos y generaría el caos social.” Resolución N° 00461-2013, de las 10:00 horas del 19 de setiembre de 2013.*

22. *Tomando en consideración que el ordenamiento jurídico es cambiante, resulta razonable, señalar que, esto incluye la normativa relativa a la regulación de los servicios públicos, que contempla las metodologías tarifarias emitidas por la Aresep en el ejercicio de sus competencias y aplicables a los diversos servicios públicos y a los prestadores de éstos, en atención a la relación de sujeción especial existente.*

23. *Los prestadores de los servicios públicos (incluidos los generadores privados) deben tener claro que cada metodología tarifaria que sea emitida por la Aresep, les será aplicable en el momento de su entrada en vigencia, en el tanto, no es posible pretender que el ordenamiento jurídico regulatorio, por ejemplo, las metodologías tarifarias, se mantengan invariables en el tiempo y no se les pueda modificar la forma de cálculo tarifario de acuerdo a la técnica y competencias de la Aresep.*

24. *La existencia de un derecho adquirido o de una situación jurídica consolidada en favor de los prestadores de un servicio público (en este caso de los generadores privados), que pueda impedir la modificación*

de las metodologías tarifarias y su respectiva aplicación, resulta ser un asunto ya analizado y descartado por la Sala Constitucional.

Una metodología tarifaria en sí misma, no conlleva un derecho adquirido mediante el cual, el prestador vea ingresar en su esfera patrimonial un beneficio o ventaja, sino que ello, ocurre hasta que, aplicando dicha metodología, se dicte un acto administrativo mediante el cual se defina la tarifa que éste tiene derecho a cobrar. Incluso, en este último caso, tampoco tiene un derecho al aumento tarifario, sino que, lo que tiene es un derecho al equilibrio financiero que le corresponde de conformidad con la Ley N °7593, ello incluso, considerando la existencia de un contrato de concesión y/o de compra venta de energía en el caso de los generadores privados, en el tanto el cambio de una metodología tarifaria no varía su habilitación como prestador del servicio, ni el derecho a que se le fije una tarifa con sujeción al principio de servicio al costo, sino que solamente, cambia la forma de cálculo tarifario aplicable.”

En esta línea, la metodología tarifaria vigente está sustentada en bandas tarifarias, según el apartado 2 del Marco Técnico de la resolución RJD-0021-JD-2022, señala lo siguiente:

[...]

2.1 Opciones de enfoques y conceptos regulatorios

[...]

iii. Determinación de una banda de precios tarifarios (Híbrido de tasa de retorno y precios tope):

De los anteriores modelos se pueden crear híbridos, siguiendo los enfoques teóricos de determinación de precios descritos anteriormente.

En el informe IN-0019-CDR-2021, análisis de posiciones presentadas en la audiencia pública de la propuesta de “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)", se recomienda acoger los argumentos identificados con los numerales 8.2 y 8.4 del ICE, de tal forma que se replantee la propuesta de metodología a un modelo más flexible que incentive la eficiencia en las tarifas del sector de generación privada, por lo que la aplicación de un modelo mixto parecido a lo implementado en los otros grupos de plantas que componen el sector (generadores privados nuevos hidroeléctricos, eólicos y solares), es lo que se analizará en adelante para respaldar una propuesta de cambio de la metodología de fijación de tarifas a plantas que hayan renovado o renueven contratos de compra- venta de electricidad con el ICE.

En el caso particular, existen condiciones para que el precio específico a pagar por parte del ICE a los generadores privados, se establezca dentro de una banda tarifaria establecida por Aresep, ya que son plantas que han tenido dos o más contratos con ese instituto, se cuenta con información de costo de dichas plantas que están estandarizados bajo el mecanismo de Contabilidad Regulatoria y que son públicos. Por lo cual, al existir una negociación directa entre el comprador del servicio, el ICE y el vendedor, generadores privados, de llegarse a un acuerdo, sería por conveniencia de todos los interesados (incluidos los usuarios del servicio) y donde las partes puedan definir las condiciones de compra-venta; teniendo en cuenta que las cantidades están delimitadas por ley, como en el caso de la potencia, o bien son acordadas en el contrato (energía disponible y entregada).

Para el establecimiento de una banda tarifaria es necesario definir los niveles tarifarios máximo y mínimo, los cuales se pueden establecer considerando un valor puntual (costos mínimos, costos máximos, inversión mínima, inversión máxima, tarifa promedio, etc.) o mediante análisis de dispersión de datos respecto a los promedios (desviaciones estándar).

Además en este caso, debe tenerse en cuenta la cuota y posición de mercado de los agentes, en donde el comprador ICE, cuenta con un poder monopsónico sobre la compra, de forma tal, que el nivel mínimo debe ser lo suficiente para que el prestador del servicio o generador privado pueda al menos obtener el costo de operación y mantenimiento, cubriendo así el equilibrio financiero del operador y

sea tomado en cuenta al firmar un contrato, de modo que se cumplan los principios regulatorios, pero que a la vez sea lo suficientemente atractivo para que el ICE optimice sus compras de energía eléctrica, esto es que utilice mecanismos de contratación que den señales de precio eficientes y que sean acorde con las necesidades nacionales de energía según el momento del año y según el tipo de fuente.

En caso de obtenerse un acuerdo dentro de la banda establecida, es porque a ambas partes les resulta conveniente y de ningún modo podría alegarse poder monopsonio de parte del ICE o desequilibrio financiero. Por lo que se podría indicar que una banda de precios da suficiente flexibilidad para que las partes negocien tarifas, lo que no da en una tarifa única para todo el sector, y buscar más eficiencias en el proceso, pero considerando las particularidades de cada actor involucrado en ese acuerdo.

Además de los análisis descritos, a la hora de decidir sobre la recontractación de los contratos, deberán de observarse otro tipo de interrogantes como lo son: la necesidad real de extender los contratos de conformidad con la oferta disponible de generación en el SEN, para cumplir con las políticas públicas establecidas a nivel nacional, así como el costo beneficio de éstos y la revisión de las proyecciones e indicaciones de los participantes, así como, su impacto en el sistema eléctrico.”

2. Información contable proveniente de la Contabilidad Regulatoria

En relación con el uso de información obtenida de contabilidad regulatoria, de conformidad con lo dispuesto en la RIE-132-2017 y la RE-0060-IE-2021, información con corte a diciembre 2021, la IE recibió y validó, en el marco del proceso de seguimiento realizado para tales efectos, la información aportada las 2 plantas eólicas existentes que componen el sector, las cuales respondieron en forma, fondo y tiempo.

En este contexto, una vez completado el proceso de valoración y análisis técnico de la información aportada, esta información fue utilizada como insumo en el cálculo de las variables metodológicas de costos de explotación, inversión y apalancamiento, cuyo detalle se presenta más adelante en el apartado correspondiente a cada variable. La información aportada por las empresas fue presentada según el siguiente detalle:

- ✓ *El 03 de mayo de 2022, la empresa Aeroenergía S.A., remite a la IE la información de contabilidad regulatoria correspondiente al periodo 2021. (folios 717 y 718 del OT-034-2022).*
- ✓ *El 03 de mayo de 2022, la empresa Molinos de Viento del Arenal S.A., remite a la IE la información de contabilidad regulatoria correspondiente al periodo 2021. (folios 717 y 718 del OT-034-2022).*
- ✓ *El 31 de mayo de 2022, la IE le solicitó por medio del OF-0363-IE-2022 al Centro Nacional de Control de Energía (CENCE), la actualización de información sobre la capacidad de placa de los generadores privados y horas en operación de las plantas, información suministrada por dicha entidad por medio del oficio 0810-362-2022 del 15 de junio de 2022. (folios 374 al 375 del OT-034-2022).*
- ✓ *El 14 de setiembre de 2022, por medio del oficio OF-0731-IE-2022 la IE solicita información aclaratoria a la empresa Aeroenergía S.A., y la empresa brindó la información solicitada el 27 de setiembre de 2022. (folios 717 y 718 del OT-034-2022).*
- ✓ *El 14 de setiembre de 2022, por medio del oficio OF-0733-IE-2022 la IE solicita información aclaratoria a la empresa Molinos de Viento del Arenal S.A., y la empresa brindó la información solicitada el 27 de setiembre de 2022. (folios 717 y 718 del OT-034-2022).*
- ✓ *El 05 de octubre de 2022, por medio del oficio OF-0800-IE-2022 la IE solicita información aclaratoria a la empresa Aeroenergía S.A., y la empresa brindó la información solicitada el 21 de octubre de 2022. (folios 717 y 718 del OT-034-2022).*
- ✓ *El 05 de octubre de 2022, por medio del oficio OF-0802-IE-2022 la IE solicita información aclaratoria a la empresa Molinos de Viento del Arenal S.A., y la empresa brindó la información solicitada el 21 de octubre de 2022. (folios 717 y 718 del OT-034-2022).*
- ✓ *El 24 de octubre de 2022, por medio del oficio OF-0872-IE-2022 (la IE solicita información aclaratoria a la empresa Aeroenergía S.A., y a la fecha la empresa no ha brindado respuesta a la información solicitada. (folios 717 y 718 del OT-034-2022).*

- ✓ El 24 de octubre de 2022, por medio del oficio OF-0868-IE-2022 (sic) la IE solicita información aclaratoria a la empresa Molinos de Viento del Arenal S.A., y a la fecha la empresa no ha brindado respuesta a la información solicitada. (folios 717 y 718 del OT-034-2022).

Cabe destacar que la información incluida en la Contabilidad Regulatoria es pública y consta para efectos de consulta en el expediente OT-034-2022, además, dicha información es incluida en el anexo 17 “Información de contabilidad regulatoria” del presente informe.

3. Aplicación anual de oficio de la metodología

En este apartado se presenta el detalle de la aplicación de 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)”, según lo establecido en la resolución RE-0021-JD-2022.

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

3.1 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_f):

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

Tarifa piso (TP_f):

$$TP_f = \frac{(Ca_f - 3\sigma) + (I_f * Xu_f * Ke_f)}{(H_f * Fp_f)}$$

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.

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 tres desviaciones estándar, calculando el piso para el grupo de plantas hidroeléctricas a las que le aplica la metodología, 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

Variables	Mínimo	Promedio	Máximo
Inversión (\$/kW)	3 971,57	3 971,57	3 971,57
Costo Explotación (\$/kW)	-	125,71	179,04
Factor de utilización remanente	10,00%	10,00%	10,00%
Rentabilidad	8,59%	8,59%	8,59%
Horas en operación	3 338,4	3 338,4	3 338,4
Factor de Planta	100,00%	100,00%	100,00%
Precio \$/kWh	0,01022	0,04788	0,06385

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.

3.2 Cálculo de las variables del modelo

3.2.1 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_i = Costo de explotación unitario de la planta *i*.

CaT_i =

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_i = 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 2021.

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-034-2022, 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:

Aeroenergía S.A.: Se excluyen gastos por un total de ¢ 6.969.083,86, de acuerdo con la información presentada por la empresa disponible en el OT-034-2022 (folios 717 y 718) 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
Sevicios Contables / Auditoria	412 953,82	De auditoria financiera son 2 290 049,36, las otras 3 facturas son de almacén fiscal, trámite de aduana y fletemarítimo no justificados según el artículo 33 y 32 de la Ley 7593 como necesarios para la prestación del servicio público.
Cuotas y Suscripciones	6 352 454,08	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	203 675,96	Gasto no necesario para el servicio público según el art. 32 inciso b.
Total	6 969 083,86	

Molinos de Viento del Arenal, Sociedad Anónima (MOVASA): Se excluyen gastos por un total de ¢ 20.166.194,88, de acuerdo con la información presentada por la empresa disponible en el OT-034-2022 (folios 717 y 718) 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	18 851 240,00	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.
Mantenimiento de Turbogenerador	36 321,02	Se considera el monto del gasto validado por la IE según detalle brindado por la empresa en la documentación soporte.
Recargos y Multas	1 278 633,86	Gasto no necesario para el servicio público según el art. 32 inciso b.
Total	20 166 194,88	

Una vez obtenidos los valores anteriores de costos totales por planta (**Ca_{Ti}**), se divide cada dato entre la potencia contratada correspondiente a cada planta para obtener el costo de explotación unitario (**Ca_i**), y se convirtieron dichos valores (que estaban en colones por kW) a la divisa de dólares estadounidenses dividiendo por el Tipo de Cambio de Venta de Referencia del BCCR del 15 de diciembre 2022, fecha de celebración de la audiencia pública, de acuerdo el acuerdo de Junta Directiva AC-004-015-2004 que establece lo siguiente:

b) Encargar a la Reguladora General para que instruya a las Direcciones Técnicas para que incluyan como parte de sus metodologías de cálculo tarifario los siguientes procedimientos:

- Actualizar a la fecha de celebración de la audiencia pública las siguientes variables: Salarios mínimos, Tipo de cambio de venta del dólar de los Estados Unidos de América con respecto al colón y precio de los combustibles.

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 2021, es decir a diciembre 2021, 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_f** = Costo de explotación promedio para cada grupo de plantas.
- Ca_i** = 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 125,71 US\$ por kW (ver Anexo 1).

3.2.2 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:

$$I_i = \frac{IT_i}{P_{con_i}}$$

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
- P_{con_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 2021 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 (**IT_i**) 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 2021 (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_i).

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 calcular 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 \$ 3.971,57 por kW (ver anexo 2).

3.2.3 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:

- Vo_f** = Vida en operación promedio del grupo de plantas (años).
- Vo_i** = 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 (**Vo_i**) 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:

Vo_i = 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 (**Vo_f**) se calcula como un promedio simple de las vidas en operación promedio de las diferentes plantas.

Nota: el periodo máximo a considerar para Vo_i 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).

3.2.4 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:

K_e = Rentabilidad sobre los aportes de capital propio.

K_L = 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.

β_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 apalancada se obtiene de la siguiente fórmula:

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

Donde:

β_a = Beta apalancada.

β_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.

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 1,94% (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 5,04% (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/ctryprem.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 4,98% (ver Anexo 6).

- *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. Lo anterior según la resolución RE-0021-JD-2022.*

En este caso la relación entre deuda y capital propio para este tipo de plantas, da como resultado 0% (ver Anexo 8). El resultado de apalancamiento es cero debido a que a la fecha del informe, las empresas del sector MOVASA S.A y Aeroenergía S.A no han

respondido los oficios OF-0868-IE-2022 (folio 717 y 718 del OT-034-2022) y OF-0872-IE-2022 (folio 717 y 718 del OT-034-2022), respectivamente, por lo que no han justificado la asociación y el beneficio para el servicio público de su pasivo con costo financiero.

- *Beta desapalancada:* Para el valor de la beta desapalancada (β_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/Beta_s.html. Se promedian los datos de los últimos 5 años. Para este caso el valor obtenido de beta desapalancada es de 0,3303 (ver Anexo 7). Al apalancarlo de acuerdo con lo dispuesto en la metodología tarifaria, da como resultado un nivel de beta apalancado de 0,3303.

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 8,59% (ver anexo 9).

3.2.5 Expectativas de venta

3.2.5.1 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_{pi}**).

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:

$$F_{p_{i,a}} = \frac{E_{g_{i,a}}}{P_{con_{i,a}} * H_{i,a}}$$

En donde:

F_{pi,a} = Factor de planta de cada planta *i* en cada año *a*.
E_{gi,a} = Cantidad de energía en kWh que cada planta *i* generó en cada año.
P_{coni,a} = Potencia contratada en kW, para cada planta *i* en cada año *a*.
H_{hi,a} = 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_a = Factor de planta promedio anual para cada grupo de plantas.

Fp_{ia} = 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_f = 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 (2017-2021). (Anexo 10).

En lo correspondiente a la información sobre la cantidad de energía generada por planta y la capacidad contratada por el ICE, se utilizó la información de los

informes anuales¹ para el 2017 e informes mensuales² para el 2018, 2019, 2020 y 2021 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 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.

3.2.5.2 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:

1

https://apps.grupoice.com/CenceWeb/CenceDescargaArchivoMes.jsf?init=true&categoria=3&codigoTipoArchivo=3007&fecha_inic=ante

2

https://apps.grupoice.com/CenceWeb/CenceDescargaArchivoMes.jsf?init=true&categoria=3&codigoTipoArchivo=3007&fecha_inic=ante

“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_{ia} = Cantidad de horas en que cada planta estuvo en operación entregando energía para la venta al ICE en cada año.

kWh_a = Kilowatts hora o energía vendida al ICE por cada planta *i* para cada año *a*.

P_{con_{ia}} = 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 (2017 a 2021), 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 3.338,38 horas (Anexo 11).

3.2.6 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\$ 53,33 por kW (ver Anexo 12).
- b. El límite superior se establece como el costo de explotación promedio actualizado más la desviación estándar, es decir $US\$ 125,71 + US\$ 53,33$ por kW = US\$ 179,04 por kW (ver Anexo 12).
- c. El límite inferior se establece como el costo de explotación promedio actualizado menos 3 desviaciones estándar, es decir $US\$ 125,71 - 3 * US\$ 53,33$ por kW = US\$ 0 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.

3.2.7 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
Cálculo de la banda tarifaria para plantas eólicas existentes

Variables	Mínimo	Promedio	Máximo
Inversión (\$/kW)	3 971,57	3 971,57	3 971,57
Costo Explotación (\$/kW)	-	125,71	179,04
Factor de utilización remanente	10,00%	10,00%	10,00%
Rentabilidad	8,59%	8,59%	8,59%
Horas en operación	3 338,4	3 338,4	3 338,4
Factor de Planta	100,00%	100,00%	100,00%
Precio \$/kWh	0,01022	0,04788	0,06385

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

4. Estructura Tarifaria

Según 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 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.

5. 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.

[...]

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 3.338.38, la rentabilidad es del 8,59%; el costo de explotación es de 125,71 US\$ por kW y el costo de inversión promedio es de 3.971,57 US\$ por kW.
2. A partir de la actualización de las variables que integran la metodología tarifaria para plantas de generación privada eólicas existentes, una banda inferior (límite inferior) de US\$ 0,01022 por kWh y una banda superior (límite superior) de US\$ 0,06385 por kW.

[...]

- II. Que, en cuanto a la audiencia pública, del informe IN-0005-IE-2023 citado, conviene extraer lo siguiente:

[...]

De acuerdo con el oficio IN-0928-DGAU-2022 del 21 de diciembre de 2022, correspondiente al informe de oposiciones y coadyuvancias (folios 156 al 157) y el acta de audiencia AC-0636-DGAU-2022 remitida por la Dirección General de Atención al Usuario (folios 158), se admitieron 3 oposiciones.

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

- 1) **Oposición: Molinos del Viento Arenal S.A.**, cédula jurídica número 3-101-147592 y **Aeroenergía, S.A.**, cédula de persona jurídica número 3-101-155347 representadas por el señor Adrián Alvarenga Odio, cédula de identidad número 01-0743-0316, en su condición de Apoderado Especial.

Observaciones: *Hace uso de la palabra en la audiencia pública, Presenta escrito de posición, personería y poder (visible a folios 115 a 146).*

Notificaciones: *A los correos electrónicos: aalvarengaodio@gmail.com, info@gecoenergia.com*

- 1) **Sobre la metodología para fijación tarifaria a las plantas de generación privada eólicas existentes:**

Resumen:

Las empresas opositoras manifiestan que mantienen un contrato vigente para la venta de sus excedentes de energía con el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), en el que acuerdan durante su vigencia un precio determinado por la energía que compra el ICE al amparo del contrato, precio que las partes acordaron se cancelará con base en las tarifas y estructura tarifaria que se establece de acuerdo con lo que determine ARESEP, con base en la "Metodología de fijación de tarifas para generadores privados existentes" (Ley No. 7200) que firmen un nuevo contrato de compra venta de electricidad con el Instituto Costarricense de Electricidad.

Las empresas indican que si se implementa la metodología, para el caso de empresas que tengan los contratos vigentes, sustituiría la tarifa existente por una tarifa a ser determinada por el libre albedrío entre las partes, basado en un

sistema de bandas en la cual la parte compradora y la parte vendedora deben acordar el precio de la energía suministrada con base en un monto a ser determinado entre el monto máximo determinado en la banda máxima y el monto mínimo determinado en la banda mínima, esta situación puede llevar el supuesto hipotético de que entre la compradora y la vendedora no logren convenir un precio para la energía suministrada y que sea necesario la intervención de terceras partes para arbitrar esa controversia y determinar el precio de compra de esa energía.

Petitoria:

- Que no se aplique el nuevo modelo de fijación tarifaria para los generadores privados con contratos vigentes, como es caso de mi representada.*
- Que se mantengan las tarifas vigentes para las empresas con contratos vigentes hasta el vencimiento de los mismos, para esto solicitamos que se emita un transitorio en ese sentido hasta el vencimiento de los contratos y sus ulteriores renovaciones.*

Respuesta:

En relación con lo argumentado por las empresas opositoras, en el sentido de que la metodología establecida mediante la RE-0021-JD-2022, al implementar un sistema de bandas con un límite inferior y superior puede ocasionar que las partes no logren un acuerdo de precio entre los extremos de la banda, lo que puede afectar la continuidad del servicio y por lo cual solicita que la metodología tarifaria sea únicamente para concursos nuevas y no para el caso de las empresas con contratos vigentes, se le indica lo siguiente:

Al respecto, es necesario referirse a lo que establece la metodología tarifaria en su apartado "2 Alcance":

"Esta propuesta metodológica aplicará para la fijación ordinaria de las tarifas para la venta de energía eléctrica por parte de los generadores privados existentes (Ley 7200), esto es aquellos que hayan renovado y que renueven contratos para la venta de energía con el ICE, que posean las concesiones de servicio público y de explotación del recurso hídrico (cuando sea necesario) vigentes.

Esta metodología será de aplicación para las plantas de generación con fuerza hidráulica y con fuerza eólica que tengan contratos renovados vigentes y que renueven contratos, y utilizará información

de ambas fuentes por separado para el cálculo de cada banda respectiva. Las tarifas que resulten de la aplicación de esta metodología aplicarán a las transacciones que surjan de los contratos renovados vigentes y la renovación de contratos entre el ICE y un generador privado al amparo del capítulo I de la Ley 7200.” Lo resaltado no corresponde al original.

Se desprende del extracto anterior, que la metodología tarifaria establece expresamente que es aplicable a empresas que tengan contratos vigentes por ICE, por lo que es importante aclararle al opositor que al ser la temática planteada de orden metodológico, el Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado (RIOF), en el artículo 17 inciso 1 establece, como parte del conjunto de funciones de las Intendencias, lo siguiente: “(...) 1. Fijar los precios, tarifas y tasas de los servicios públicos bajo su competencia aplicando los modelos vigentes aprobados por Junta Directiva.” Mientras que, como parte de las funciones de la Junta Directiva, el mismo reglamento establece lo siguiente: “(...) 16. Aprobar las metodologías regulatorias que se aplicarán en los diversos sectores regulados bajo su competencia.”

Al tenor de lo anterior, la IE no es la instancia competente para modificar la aplicación metodológica en los términos argumentados por el opositor.

No obstante, como material informativo se considera pertinente hacer referencia a lo indicado por el en el Informe IN-0010-CDR-2022, mediante el cual brindó respuesta a las posiciones relacionadas con el tema de la aplicación de la metodología a contratos vigentes, en la audiencia pública de la metodología establecida mediante la RE-0021-JD-2022:

“Tal y como puede observarse, la propuesta de metodología tarifaria en cuestión, es explícita en cuanto a que ésta sería aplicable para los generadores privados que cuenten con un contrato vigente. Ello implica, que la metodología no va a indicar, como pretende la opositora, que ésta

“debe aplicar únicamente en las renovaciones de los contratos, respetando los contratos vigentes a la fecha.”

Por el contrario, según el criterio jurídico OF-0817-DGAJR-2021, retomado en la justificación de dicha propuesta (folios 1791 al 1796), la metodología tarifaria que se emita, formará parte del ordenamiento jurídico aplicable a los generadores privados desde el momento en que entre a regir.”

Por ello, en dicho criterio se concluye:

“(…)

22. Tomando en consideración que el ordenamiento jurídico es cambiante, resulta razonable, señalar que, esto incluye la normativa relativa a la regulación de los servicios públicos, que contempla las metodologías tarifarias emitidas por la Aresep en el ejercicio de sus competencias y aplicables a los diversos servicios públicos y a los prestadores de éstos, en atención a la relación de sujeción especial existente.

23. Los prestadores de los servicios públicos (incluidos los generadores privados) deben tener claro que cada metodología tarifaria que sea emitida por la Aresep, les será aplicable en el momento de su entrada en vigencia, en el tanto, no es posible pretender que el ordenamiento jurídico regulatorio, por ejemplo las metodologías tarifarias, se mantengan invariables en el tiempo y no se les pueda modificar la forma de cálculo tarifario de acuerdo a la técnica y competencias de la Aresep.

24. La existencia de un derecho adquirido o de una situación jurídica consolidada en favor de los prestadores de un servicio público (en este caso de los generadores privados), que pueda impedir la modificación de las metodologías tarifarias y su respectiva aplicación, resulta ser un asunto ya analizado y descartado por la Sala Constitucional.”

Dicho lo anterior, es claro que la intención no es que la metodología tarifaria, le resulte aplicable a los generadores privados hasta que renueven su contrato, quedando aplicable mientras tanto la metodología actual (RJD-009-2010), sino que, independientemente de que tengan un contrato vigente, les resulte aplicable la metodología que se encuentre vigente en el momento de la fijación tarifaria.

Incluso, debe considerarse que los contratos de venta de energía eléctrica que se suscriben con el ICE y que se encuentran vigentes, dejan claro en su clausulado que las tarifas se fijarán con el modelo que se encuentre vigente en su momento.”

En este contexto, es importante recalcar que el del Tribunal Contencioso Administrativo ha analizado la definición de un sistema de bandas tarifarias, específicamente en la Sección VI de Resolución N° 78-2016-IV, de las 08:20 horas del 7 de setiembre de 2016, en el que ha indicado:

“Este Tribunal entiende que la metodología del sistema de bandas creada por Aresep lo es para todo el sector industrial de generadores privados de energía, con lo cual se suprime la fijación tarifaria individual para cada empresa vendedora y se sustituye por una variedad de tarifas promedio para el sector a escogencia del vendedor, esto es generador privado. Dicho sistema de bandas, corresponde al ejercicio de la potestad discrecional técnica de la Aresep, con amparo en la ley y bajo el fundamento de estudios técnicos contenidos en las resoluciones que le dan vigencia a la metodología, por ende la fijación tarifaria del sector se estima que es conforme a derecho.”

Por lo anterior, se reconoce judicialmente la posibilidad de que la Aresep establezca un sistema de bandas tarifarias, quedando dentro de su potestad discrecional técnica la definición de este sistema cuando lo considere necesario. Al respecto, el Tribunal Contencioso Administrativo, mediante Resolución N° 78-2016-IV, de las 08:20 horas del 7 de setiembre de 2016, señaló lo siguiente:

“En criterio de este Tribunal la Aresep se encuentra facultada para elegir el método técnico para la fijación de un precio que garantice el servicio al costo y el equilibrio financiero del prestador del servicio público regulado. Se trata del ejercicio de una potestad discrecional técnica, sin que implique la delegación en otra institución pública del ejercicio de la competencia legal de fijación tarifaria, al amparo del artículo 31 de la Ley 7593.”

De tal manera, se demuestra que la definición de bandas tarifarias es un asunto propio de una decisión regulatoria de la Aresep, mismo que ha sido plenamente avalado por los Tribunales de Justicia.

Ahora bien, respecto a la petitoria de que se mantengan las tarifas vigentes para las empresas con contratos vigentes hasta el vencimiento de los mismos, para lo cual solicitan que se emita un transitorio en ese sentido hasta el vencimiento de

los contratos y sus renovaciones, se le aclara al opositor que la metodología tarifaria vigente no establece transitorios o diferenciación en la aplicación de las bandas definidas para los contratos vigentes respecto de los nuevos.

En este contexto, acoger la solicitud realizada por el oponente, significa apartarse de lo indicado en la metodología tarifaria ya que el espíritu de la nueva metodología es que exista una negociación de las partes contractuales tomando como referencia la banda tarifaria establecida por la Aresep.

Cabe destacar que como ya se indicó anteriormente, de conformidad con el artículo 17 inciso 1 del RIOF le corresponde a la Intendencia de Energía fijar los precios, tarifas y tasas de los servicios públicos bajo su competencia aplicando los modelos vigentes aprobados por Junta Directiva.

2) Acerca de los errores que contiene la metodología de fijación tarifaria objeto de la audiencia en los cálculos de las variables del modelo.

Resumen

Sobre errores que contienen los cálculos de las variables del modelo para fijación tarifaria a las plantas de generación privada eólicas existentes en el informe presentado para audiencia, el opositor manifiesta que el modelo de fijación tarifaria contiene errores materiales que afectan el resultado final de la tarifa, a saber:

- **Costos de explotación:** *Según la empresa oponente, los costos de explotación utilizados para la planta Aeroenergía son incorrectos ya que usa como referencia la celda del archivo Excel "D13" por un monto de ¢480.772.736,90, cuando lo correcto es utilizar la celda del archivo Excel "E12" por los ¢629.050.355,27 que corresponden al total de gastos aceptados por la ARESEP en la contabilidad regulatoria al 31/12/2021.*

Además, indica que el costo de explotación para la planta MOVASA se utiliza el monto de la celda del archivo de Excel "D66" por ¢1.078.761.310,76, cuando lo correcto es el monto de ¢1.058.595.115,98 definido en la celda del archivo de Excel "E66" de gastos aceptados por la ARESEP en la contabilidad regulatoria al 31/12/2021.

- **Factor de Planta (Horas de operación):** Manifiesta que tal y como se indica en la metodología, para el cálculo del factor de planta, se utiliza la información disponible de la cantidad de energía generada en los últimos 5 años por cada planta. Esta información se toma del reporte emitido por el Centro Nacional de Control de Energía (CENCE), de acuerdo con la información contenida en el anexo 14 del expediente ET-039-2022. Revisando el dato de las horas de operación del año 2021, se denota que la producción utilizada para MOVASA es incorrecta, pues se indica un valor de 67.952.297,39 kWh, cuando lo reportado por el CENCE es 55.864.556 kWh.
- **Tipo de cambio:** Indica que se comete un error en el cálculo del promedio simple del tipo de cambio utilizado para la conversión de colones a dólares estadounidenses de los Costos de Explotación, pues únicamente utiliza como referencia el promedio de venta de referencia del Banco Central de Costa Rica del mes de diciembre del 2021, cuando en realidad el promedio simple del tipo de cambio debió de computarse con base en la información del BCCR de todos los meses del año 2021, pues los costos de explotación reportados en la Contabilidad Regulatoria contemplan las transacciones en dólares convertidas a colones en todos los meses del año.

Petitoria

- En caso de que aplique esta metodología para los generadores privados con contratos vigentes, que de previo a su aplicación se corrijan los errores materiales mencionados en el Apartado II de este memorial de oposición a la propuesta de Metodología de Fijaciones Tarifarias, a efectos de que el modelo no utilice parámetros incorrectos.
- Que se aplique el promedio simple para el tipo de cambio, considerando todos los meses del período del 1 de enero hasta el día 31 de diciembre del 2021 reportado en la Contabilidad Regulatoria.

Respuesta:

Costos de explotación: En relación con lo manifestado por el opositor, se le indica que tiene razón en su argumento, sobre que en el cálculo tarifario llevado a audiencia pública, mediante el informe IN-0137-IE-2022 y los cálculos que lo sustentan según consta en el ET-097-2022, para la empresa Aeroenergía S.A se consideró involuntariamente en el cálculo de la variable total de costos de explotación la referencia de la celda “5.1 Costos de operación y mantenimiento

asociados a la generación” del saldo de contabilidad regulatoria de la empresa Aeroenergía por un monto de ¢480.772.736,90, cuando lo correcto debía ser la celda “COSTOS Y GASTOS” por un monto de ¢629.050.355,27 del saldo revisado por la Aresep.

Por su parte, en el caso de la empresa Movasa S.A, se consideró involuntariamente en el cálculo de la variable total de costos de explotación, la referencia de la celda “COSTOS Y GASTOS” del saldo de contabilidad regulatoria de la empresa por un monto de ¢1.078.761.310,76, cuando lo correcto debía ser la celda “COSTOS Y GASTOS” por un monto de ¢1.058.595.115,98 del saldo revisado por la Aresep.

Al respecto, es importante mencionar que esta situación fue mencionada por la IE en la audiencia pública, según consta en el acta de la audiencia pública AC-0636-DGAU-2022 del 22 de diciembre de 2022, de la siguiente manera:

“Tenemos una aclaración importante, la información que se estimó en los cálculos y costos de explotación para las plantas eólicas existentes de la propuesta llevada a audiencia pública en la determinación de los costos totales por planta, se consideró de forma involuntaria en el archivo de cálculo, una celda de Excel que no correspondía en este caso, por lo que en los cálculos finales se procederá con las modificaciones correspondientes una vez que se presenten los datos finales.”

Como se observa en la aclaración expuesta por la IE en la audiencia pública, se le indica al opositor que en este informe se incluye el monto de la variable costos de explotación, respaldado en los datos de las empresas con las referencias correctas.

Lo anterior, se puede verificar en el archivo de Excel denominado “Anexo 16 Aplicación Tarifaria Eólicas Existentes (IF)”, que contiene el detalle de las fórmulas y cálculos de las variables, que respaldan los resultados contenidos en el presente informe, específicamente en la determinación del total de costos de explotación, hoja de cálculo “CR1-CE-EÓ”, se puede observar que la celda de referencia con el cálculo de los costos totales de explotación de las plantas Movasa y Aeroenergía, presentan la información correcta, tal y como lo indicaron las empresas en su oposición.

Factor de Planta (Horas de operación): *Según lo expuesto por el opositor, se le indica que lleva la razón en su argumento, considerando que de acuerdo con lo establecido en la metodología tarifaria, para el cálculo del factor de planta se debe utilizar la información disponible de la cantidad de energía generada en los últimos 5 años por cada planta.*

Al respecto, la información insumo para el cálculo de esta variable es tomada del reporte emitido por el Centro Nacional de Control de Energía (CENCE), sobre el cual en el informe IN-0137-IE-2022, llevado a audiencia pública, se consideró involuntariamente un dato diferente para la planta Movasa S.A en el cálculo las horas de operación del año 2021, cuando lo que debía ser era considerar el dato estimado por el CENCE para dicho año, de tal manera que se le indica al opositor que tanto en el archivo de Excel denominado “Anexo 16 Aplicación Tarifaria eólicas Existentes (IF)”, que contiene el cálculo tarifario que respalda este informe, como en el apartado “2.2.5 Expectativas de Venta” del presente informe, el dato correspondiente a las horas de operación del año 2021 fue debidamente actualizado.

Tipo de cambio: *La empresa opositora expone que se comete un error en el cálculo del promedio simple del tipo de cambio utilizado para la conversión de colones a dólares estadounidenses de los Costos de Explotación, al utilizar como referencia el promedio de venta de referencia del Banco Central de Costa Rica del mes de diciembre del 2021 y que se debió considerar la información del BCCR de todos los meses del año 2021.*

En relación con lo anterior, es pertinente indicar que la metodología tarifaria establecida mediante la RE-0021-JD-2022 no establece el período para la estimación del tipo de cambio a utilizar en la conversión de los costos de explotación. Por consiguiente, la IE le remitió al Centro del Desarrollo de la Regulación (CDR) el oficio OF-1067-IE-2022 del 15 de diciembre de 2022, mediante el cual se le consultó la fecha de corte o el período a contemplar para la determinación del tipo de cambio a aplicar en la presente fijación tarifaria.

Al respecto, a la fecha de la elaboración de este informe el CDR no ha respondido a la consulta, por lo anterior, se considera aplicar en la determinación del tipo de cambio de la presente fijación tarifaria, el acuerdo de Junta Directiva AC-004-015-2004 que establece lo siguiente:

b) Encargar a la Reguladora General para que instruya a las Direcciones Técnicas para que incluyan como parte de sus metodologías de cálculo tarifario los siguientes procedimientos:

- Actualizar a la fecha de celebración de la audiencia pública las siguientes variables: Salarios mínimos, Tipo de cambio de venta del dólar de los Estados Unidos de América con respecto al colón y precio de los combustibles.

Así las cosas, el tipo de cambio a utilizar en la conversión de colones a dólares para el cálculo de los costos de explotación de la presente fijación tarifaria es el de la fecha de la celebración de la audiencia pública llevada a cabo el pasado 15 de diciembre del 2022. Lo anterior, consta tanto en el archivo de Excel denominado "Anexo 16 Aplicación Tarifaria Eólicas Existentes (IF)", que contiene los cálculos tarifarios que respaldan la fijación tarifaria, así como en el apartado "2.21 Costo Anual de Explotación (Ca)" de este informe.

2) Oposición: Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), cédula jurídica número 4-000-042139, representada por el señor Kenneth Lobo Méndez, cédula de identidad número 02-0555-0804, en su condición de Apoderado Especial.

Observaciones: No hace uso de la palabra en la audiencia pública, Presenta escrito de posición, personería y poder (visible a folios 150 y 152).

Notificaciones: A los correos electrónicos fcordero@ice.go.cr, ehernandezp@ice.go.cr y gcuberob@ice.go.cr.

Resumen:

Sobre los costos de explotación (CE): la empresa opositora indica que los costos de explotación consideran los costos de operación y mantenimiento necesarios en una planta en condiciones normales para nuestro país; no toma en cuenta los gastos de depreciación ni financieros de conformidad con la normativa vigente aplicable y porque, según las premisas del modelo, se trata de tarifar las plantas cuyos costos de la inversión inicial ya fueron cubiertos vía tarifas mediante anteriores contratos.

Señala que al revisar la información contenida en la contabilidad regulatoria para el grupo de plantas analizadas, logran constatar que la IE eliminó ciertas partidas no asociadas a la operación y mantenimiento del servicio regulado; sin embargo, con la información brindada en la contabilidad regulatoria, no ha sido posible determinar que únicamente fueron considerados los costos de cada planta requeridos para operar y mantener la potencia contratada con el ICE, tal como lo indica la metodología vigente. Además, mencionan que no se indica el procedimiento seguido por la IE para identificar los costos de explotación

relacionados únicamente con la potencia contratada por el ICE, por lo que no se puede corroborar que los datos considerados por la IE sean los correctos según lo ordenado por la metodología aplicada.

Exponen que es necesario que la IE compruebe que incorporó en el cálculo de la banda tarifaria únicamente los costos asociados a la potencia contratada por el ICE y explique el método seguido por la IE para determinar éstos y que de no haber incorporado únicamente los costos asociados a la potencia contratada por el ICE, es fundamental que la IE realice los ajustes correspondientes. Además de que la IE debe demostrar que siguió lo indicado clara y expresamente en la metodología y el procedimiento que utilizó para dar cumplimiento a lo establecido en la RE-0021-JD-2022, en relación con el uso únicamente de los costos necesarios para mantener y operar la potencia contratada por el ICE.

Petitoria

- *Que la IE justifique, explique y corrija, la inclusión en el cálculo de la banda tarifaria únicamente de los costos de explotación asociados a la potencia contratada por el ICE.*

Respuesta

En relación con la manifestación del opositor sobre la utilización de únicamente los costos necesarios para mantener y operar la potencia contratada por el ICE y no la totalidad de los costos de operación y mantenimiento de la planta, y que la IE debe demostrar que siguió lo indicado clara y expresamente en la metodología, es necesario aclarar que la metodología tarifaria establecida mediante la resolución RE-0021-JD-2022, indica que sobre la fuente de información para el cálculo de los costos de explotación, lo siguiente:

“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 operarla 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. Se utilizará la información financiero-contable del último reporte anual disponible, como se detallará más adelante, a la fecha de inicio del proceso de fijación tarifaria, con la apertura de los respectivos expedientes administrativos (uno para plantas eólicas y otro para plantas eólicas), de conformidad con las disposiciones de contabilidad regulatoria emitidas para este sector.”

En cumplimiento de lo anterior, tal y como consta en el informe IN-0137-IE-2022 del 31 de octubre de 2022 (folios 2 al 48) que contiene la propuesta llevada a audiencia pública, para determinación de los costos de explotación, se siguió el procedimiento establecido en la metodología tarifaria de la siguiente manera:

En primer lugar, se utilizó como información insumo para el cálculo de los costos de explotación, la contabilidad regulatoria para el sector de generación privada, establecida mediante la resolución RIE-132-2017 y su actualización, la resolución RE-0060-IE-2021, cuya documentación de respaldo está dispuesta para consulta pública en el expediente OT-034-2022.

Al respecto, es importante mencionar que la resolución RE-0060-IE-2021, mediante la cual se actualizó la contabilidad regulatoria para los generadores privados, establece lo siguiente:

“El artículo 20 de la misma Ley se establece que: “No serán objeto de las disposiciones de esta ley los bienes y servicios de los prestadores, que no estén dedicados a brindar un servicio público. Los prestadores de estos servicios llevarán contabilidades separadas que diferencien la actividad de servicio público de las que no lo son. En todo caso, los ingresos y costos comunes deberán consignarse de acuerdo con las normas técnicas que permitan una distribución...”

*“Como proyecto paralelo al anterior, el 22 de diciembre de 2017, mediante la resolución RIE-132-2017, la IE estableció la contabilidad regulatoria en 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, **esto con el objeto de contar con información financiera-contable de los generadores privados y similares autorizados por Ley de forma estandarizada, suficiente y correspondiente solamente a la prestación del servicio público**, que sirva de insumo para labores regulatorias,*

como las tarifarias, de seguimiento y fiscalización que realice la Intendencia de Energía y la Aresep en general.” Lo resaltado no corresponde al original.

De acuerdo con lo anterior, se reitera que la contabilidad regulatoria tiene entre sus principales objetivos, la instrumentalización del artículo 20, que le establece la obligatoriedad a los prestadores de los servicios públicos de llevar de forma separada la contabilidad correspondiente al servicio público, por lo que al emplear para el cálculo de los costos de explotación, de la fijación tarifaria que nos ocupa, los formatos estandarizados que componen la contabilidad regulatoria, los cuales captan de forma más precisa y confiable los registros contables de las operaciones y transacciones solamente del servicio público, se está considerando únicamente lo rubros de costos y gastos de la actividad regulada de generación eléctrica, tal como lo menciona el ICE en su argumento.

En segundo lugar, la metodología tarifaria establece que la información debe estar justificada, de modo que se contemplen costos únicamente los costos útiles y utilizables necesarios para prestar el servicio público regulado, que es la venta de energía al ICE y que no se consideren aquellos que no sean los necesarios para mantener y operar la potencia contratada por el ICE, ni los definidos en el artículo 32 de esa misma Ley, por lo que tal y como consta en el informe IN-0137-IE-2022, llevado a audiencia pública, se procedió de la siguiente manera:

“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 2021.

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-034-2022, además se incluye en el anexo 17 “Información de Contabilidad Regulatoria” del presente informe.”

Lo anteriormente citado, se puede constatar tanto en el “Anexo 16 Aplicación tarifaria Eólicas Existentes (AP)” (folio 49), archivo en formato Excel que contiene los cálculos que respaldan los montos indicados en el informe IN-0137-IE-2022, en el cual como parte del proceso de mejora continua en las fijaciones tarifarias que lleva a cabo la IE, se ha incorporado en la “CR1-CE-H” hoja en la que se revisan los costos y gastos de las empresas analizadas, el detalle de las justificaciones que brindan los prestadores sobre la asociación y el beneficio de cada costo y gasto para el servicio público, así como, las exclusiones de rubros realizadas por parte de la IE, por no considerarse necesarios, por ser excesivos o por no estar adecuadamente justificados al amparo de lo establecido en los artículos 32 y 33 de la Ley 7593.

Adicionalmente, como se detalla tanto en el apartado de “Antecedentes”, como en el apartado 2 “Información contable proveniente de la Contabilidad Regulatoria”, se puntualizan los oficios remitidos a las empresas, así como, las respectivas respuestas con sus folios correspondientes contenidos en el expediente público OT-034-2022, oficios mediante los cuales la IE les solicitó a las entidades reguladas, requerimientos de información adicional y/o complementaria para 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.

Bajo esa misma inteligencia, es relevante extraer del informe IN-0137-IE-2022, lo siguiente:

“En ese sentido, señalar que, para esta fijación tarifaria, las empresas reguladas de generación privada presentaron por primera vez su contabilidad regulatoria según la actualización realizada mediante la resolución RE-0060-IE-2021 y los formularios complementarios establecidos en dicha resolución, cuyo propósito era incorporar mejoras para fortalecer la transparencia y confiabilidad de la información regulatoria. Estos reportes tienen la intencionalidad de promover la simplificación y la transparencia en la información presentada por las empresas reguladas y de proveer al regulador de mejores insumos de análisis en los procesos regulatorios, lo cual conduce a un proceso más eficiente y transparente en los análisis realizados por la Intendencia, para los estudios tarifarios del sector, así como a reflejar de manera apropiada la realidad del sector.”

Como se puede observar de la cita anterior, mediante la RE-0060-IE-2021, la IE implementó los formularios complementarios a la contabilidad regulatoria para fines tarifarios, con la finalidad de disponer de una manera más eficiente, trazable y transparente los insumos fundamentales para la realización de revisiones e imputaciones más rigurosas, de los datos considerados en el cálculo de las variables de costos de explotación, inversión y apalancamiento, en los procesos de fijaciones tarifarias.

En este contexto, se evidencia que la IE siguió un procedimiento trazable y transparente y justificado, para la revisión de los costos y gastos de las empresas a considerar en el cálculo tarifario, cuyo análisis y validación se realizó en apego a la metodología tarifaria, por lo que no lleva razón el opositor al indicar que no se pueda corroborar que los datos considerados por la IE sean correctos según lo ordenado por la metodología respectiva.

En cuanto a lo argumentado por el ICE sobre que la contabilidad regulatoria considera la potencia total instalada de cada planta y que es necesario que la IE compruebe que incorporó en el cálculo de la banda tarifaria únicamente los costos asociados a la potencia contratada por el ICE como lo estableció la metodología tarifaria, se aclara que al considerar en el cálculo, los rubros y montos que pudieron ser demostrados y justificados como necesarios para el servicio público, se está cumpliendo con lo establecido en la metodología ya que esos costos son los comprobados como indispensables para operar la potencia contratada por el ICE.

Al respecto, es importante traer a colación lo indicado en el informe IN-0010-CDR-2022, mediante el que se atendieron las posiciones presentadas a la audiencia pública del proceso que dio origen a la metodología RE-0021-JD-2022, en la cual el ICE argumentó en su oposición lo siguiente:

“La ARESEP no es explícita en la forma en que la Intendencia de Energía (IE) va a reconocer únicamente los costos relacionados con la potencia contratada con el ICE (...) existe todavía una amplia discrecionalidad en la forma de establecer los costos que estén relacionados estrictamente con la potencia contratada con el ICE. /// (...)

En ese sentido, es requerido que la metodología indique claramente el procedimiento con el que la IE va a asegurar que los costos que reconocerá a las empresas de generación privada son los que, además de cumplir con el artículo N° 32, correspondan a la proporción

utilizada para la generación de energía (potencia de contrato) de cada una de las plantas. // Por tanto, es criterio del ICE que la metodología debe incluir en los casos en que la potencia contratada sea menor que la potencia instalada (...) un factor con el que la IE asegure que los costos reconocidos serán, además, lo que estén directamente relacionados con la potencia contratada de cada una de las plantas."

En respuesta a la oposición presentada en su momento por el ICE, el CDR indicó:

*"Se considera que la propuesta del ICE hace una doble reducción de los gastos y costos, ya que el objetivo de la **contabilidad regulatoria es exactamente la separación contable entre servicios regulados y no regulados**, por lo que ese concepto está intrínseco en las aplicaciones que se hagan de ese instrumento regulatorio. Es decir, la información obtenida de la fuente contiene esa separación y asignación entre actividades reguladas y no reguladas y al ser utilizada en las fijaciones tarifarias corresponde al aplicador en el ejercicio de sus funciones tarifarias, revisar que los rubros considerados en el cálculo tarifario sean los realmente necesarios para el servicio público, por lo que no sería correcto incluir un "ajuste" en la metodología por ese mismo concepto."*

Como se puede observar en la respuesta dada a la oposición del ICE sobre la metodología tarifaria establecida mediante la RE-0021-JD-2022, el ICE pretendía que los costos a contemplar en el cálculo, además de ser obtenidos de la contabilidad regulatoria, que como se explicó ampliamente corresponde exclusivamente al servicio público, y de cumplir con la revisión que realiza la IE según lo establecido en la Ley 7593, que corresponda a la proporción utilizada para la generación de energía (potencia de contrato) de cada una de las plantas.

En ese sentido, cabe destacar que como ya se indicó anteriormente, de conformidad con el artículo 17 inciso 1 del RIOF le corresponde a la Intendencia de Energía fijar los precios, tarifas y tasas de los servicios públicos bajo su competencia aplicando los modelos vigentes aprobados por Junta Directiva.

Así mismo, como se le indicó al ICE en la respuesta a su oposición a la metodología, lo pretendido por el ICE implicaría una doble reducción de costos y gastos y que la contabilidad regulatoria corresponde a los datos solamente del servicio público, la cual es revisada y validada por la IE para determinar los rubros a reconocer por Aresep en la fijación tarifaria, por lo que no lleva razón el opositor en su argumento.

Resumen:

Sobre el monto de inversión unitaria: señala la empresa que el costo de inversión representa los costos totales necesarios para construir una planta de generación en condiciones normales para nuestro país. Se refiere a que la IE obtuvo la información de la inversión de las plantas y equipos asociados al servicio público de las plantas eólicas existentes y que la metodología indica que en el cálculo se debe considerar únicamente la inversión correspondiente a la potencia contratada por el ICE.

Indica que la información brindada en la contabilidad regulatoria no es posible determinar que la IE haya utilizado únicamente la inversión correspondiente a la potencia contratada con el ICE. Manifiesta que la claridad de la facultad discrecional que sobre los aspectos técnicos en la fijación de las tarifas tiene la ARESEP y que esa discrecionalidad es la libertad de realizar análisis técnicos para determinar una metodología, pero también que dicha potestad no es arbitraria porque su existencia deviene de la ley y su ejercicio está delimitada por el bloque de legalidad.

De igual manera, manifiestan que la IE debe demostrar claramente e indicar el procedimiento que utilizó para dar cumplimiento a lo establecido en la RE-0021-JD-2022, referido al uso únicamente de la inversión asociada a la potencia contratada por el ICE, debido a que no se encuentra especificado en el informe IN-0137-IE-2022. Señala que se utilizarse la inversión asociada a la totalidad de la planta, la IE estaría incumpliendo lo establecido en la metodología y sobrevalorando el monto de inversión que deriva en un incremento en los límites de la banda propuesta, lo cual va en detrimento del cliente final quien tendrá que cubrir costos mayores en la tarifa de venta del servicio eléctrico.

Petitoria:

- Que la IE justifique, explique y corrija, la inclusión en el cálculo de la banda tarifaria de únicamente la inversión correspondiente a la potencia contratada por el ICE.
- Que la IE calcule la banda tarifaria para generadores privados eólicos existentes con los ajustes derivados de las petitorias anteriores.

Respuesta:

Sobre el cálculo de la inversión unitaria, de la misma forma que en el punto 1 sobre los costos de explotación de su oposición, se refiere a que la IE debe demostrar claramente e indicar el procedimiento que utilizó para dar cumplimiento a lo establecido en la RE-0021-JD-2022 referido al uso únicamente de la inversión asociada a la potencia contratada por el ICE.

Al respecto, la metodología tarifaria indica lo siguiente sobre el cálculo de la inversión unitaria:

“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.”

Al tenor de lo anterior, se le indica al ICE que tal y como consta en el IN-0137-IE-2022, la IE da cumplimiento a lo establecido en la metodología tarifaria, considerando la información correspondiente a la contabilidad regulatoria, que como se detalló ampliamente en la respuesta al punto 1 de la oposición, considera únicamente los rubros del servicio público y realizando las solicitudes de información adicional y complementaria a los prestadores del servicio público, para el análisis y validación correspondiente que llevaron a determinar los montos de inversión reconocidos en el cálculo tarifario.

En esa misma línea, tanto en el “Anexo 16 Aplicación tarifaria Eólicas Existentes (AP)” (folio 49), archivo en formato Excel que contiene los cálculos que respaldan los montos indicados en el informe IN-0137-IE-2022, en el cual como parte del proceso de mejora continua en las fijaciones tarifarias que lleva a cabo la IE, se ha incorporado en la “CR1-INV-H” hoja en la que se revisan las inversiones de las empresas, las justificaciones de adiciones brindadas por los prestadores del servicio público, así como de los montos reconocidos por la IE.

Adicionalmente, como se detalla tanto en el apartado de “Antecedentes”, como en el apartado 2 “Información contable proveniente de la Contabilidad Regulatoria”, se puntualizan los oficios remitidos a las empresas,

así como, las respectivas respuestas con sus folios correspondientes contenidos en el expediente público OT-034-2022, oficios mediante los cuales la IE les solicitó a las entidades reguladas, requerimientos de información adicional y/o complementaria para la revisión, análisis y validación de la información y documentación presentada por las empresas con sus justificaciones trazables y razonables sobre las inversiones del servicio público, según los lineamientos establecidos en la Ley 7593.

Además, de la misma forma que se le indicó en la respuesta al punto 1 de esta oposición, la información de contabilidad regulatoria revisada y validada por la IE contempla las inversiones necesarias para el servicio público, es decir, para operar la potencia contratada por el ICE; por lo que si se hiciera alguna corrección por la potencia contratada, como propone el ICE se estaría incurriendo en una doble reducción de la inversión, por lo que no lleva razón el opositor en su argumento.

En relación con la petitoria de que la IE calcule la banda tarifaria para generadores privados eólicos existentes con los ajustes derivados de los puntos anteriores, según lo analizado por la IE y ampliado en las respuestas anteriores, se puede observar que lo señalado por la opositora no requiere modificaciones en los cálculos tarifarios de las variables correspondientes.

3) Oposición: Plantas Eólicas Sociedad de Responsabilidad Limitada., cédula jurídica número 3-102-140259, representada por la señora Maria Fernanda Esquivel Rodríguez, cédula de identidad número 01-1167-0010, en su condición de Apoderada.

Observaciones: No hace uso de la palabra en la audiencia pública, Presenta escrito de posición, personería y poder (visible a folio 151).

Notificaciones: Al correo electrónico cmic-notificaciones@somoscmi.com

Resumen:

1) Aspectos de aplicación a ajustar en las variables del IN-0137-IE-2022.

Sobre costos de explotación (\$/kW): Aeroenergía, de la hoja de Excel CR1-CE-EO en la celda D4, el opositor manifiesta que se incurre en un error al tomar como insumo la celda **D13** por $\phi 480.772.736,90$, cuando lo correcto es tomar la

celda **E12** por $\phi 629.050.355,27$. Además indica que esto impacta los cálculos de costos en la hoja Excel de “costos explotación eólicas” y el “resumen de resultados” utilizados en IN-0137-IE-2022 pasando de \$100.63 a \$117.90 una varianza material del 17.2%.

Además, expone que dado lo anterior, la fórmula finalmente establece el valor piso en cero para costos de explotación, manifestando que no es viable fijar una tarifa piso utilizando costos de explotación en cero dado que implicaría que una planta opera con cero costos de operación y mantenimiento y que la aplicación y la metodología no están cumpliendo su propósito.

Sobre horas en operación: De la hoja de Excel “FP Horas operación eólicos” en la celda **AB23**, en la generación anual del activo MOVASA el valor presentado es por $\phi 67.952.297,39$ versus un dato proveído por el CENCE en su informe anual $\phi 55.864.556$. Esta celda en mención afecta el cálculo de horas en operación en la columna **AC23**. Esto tiene un efecto en el promedio de cinco años en la celda ‘FP Horas operación eólicos’ **K12**.

Petitoria:

- Se le solicita a Aresep atender, analizar, y ajustar el resultado de la aplicación de la metodología tarifaria en cuestión, dados los ajustes detectados en el modelo.

Respuesta:

En relación con las situaciones manifestadas por la empresa opositora en los cálculos de las variables de costos de explotación y horas en operación de la propuesta llevada a audiencia pública, se identifica que estos argumentos así como su petitoria.

Costos de explotación: En relación con lo manifestado por el opositor, se le indica que tiene razón en su argumento, sobre que en el cálculo tarifario llevado a audiencia pública, mediante el informe IN-0137-IE-2022 y los cálculos que lo sustentan según consta en el ET-097-2022, para la empresa Aeroenergía S.A se consideró involuntariamente en el cálculo de la variable total de costos de explotación la referencia de la celda “5.1 Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación” del saldo de contabilidad regulatoria de la empresa Aeroenergía por un monto de $\phi 480.772.736,90$, cuando lo correcto debía ser la celda “COSTOS Y GASTOS” por un monto de $\phi 629.050.355,27$ del saldo revisado por la Aresep.

Por su parte, en el caso de la empresa Movasa S.A, se consideró involuntariamente en el cálculo de la variable total de costos de explotación, la referencia de la celda “COSTOS Y GASTOS” del saldo de contabilidad regulatoria de la empresa por un monto de ¢1.078.761.310,76, cuando lo correcto debía ser la celda “COSTOS Y GASTOS” por un monto de ¢1.058.595.115,98 del saldo revisado por la Aresep.

Al respecto, es importante mencionar que esta situación fue mencionada por la IE en la audiencia pública, según consta en el acta de la audiencia pública AC-0636-DGAU-2022 del 22 de diciembre de 2022, de la siguiente manera:

“Tenemos una aclaración importante, la información que se estimó en los cálculos y costos de explotación para las plantas eólicas existentes de la propuesta llevada a audiencia pública en la determinación de los costos totales por planta, se consideró de forma involuntaria en el archivo de cálculo, una celda de Excel que no correspondía en este caso, por lo que en los cálculos finales se procederá con las modificaciones correspondientes una vez que se presenten los datos finales.”

Como se observa en la aclaración expuesta por la IE en la audiencia pública, se le indica al opositor que en este informe se incluye el monto de la variable costos de explotación, respaldado en los datos de las empresas con las referencias correctas.

Lo anterior, se puede verificar en el archivo de Excel denominado “Anexo 16 Aplicación Tarifaria Eólicas Existentes (IF)”, que contiene el detalle de las fórmulas y cálculos de las variables, que respaldan los resultados contenidos en el presente informe, específicamente en la determinación del total de costos de explotación, hoja de cálculo “CR1-CE-EÓ”, se puede observar que la celda de referencia con el cálculo de los costos totales de explotación de las plantas Movasa y Aeroenergía, presentan la información correcta, tal y como lo indicaron las empresas en su oposición.

Factor de Planta (Horas de operación): *Según lo expuesto por el opositor, se le indica que lleva la razón en su argumento, considerando que de acuerdo con lo establecido en la metodología tarifaria, para el cálculo del factor de planta se debe utilizar la información disponible de la cantidad de energía generada en los últimos 5 años por cada planta.*

Al respecto, la información insumo para el cálculo de esta variable es tomada del reporte emitido por el Centro Nacional de Control de Energía (CENCE), sobre el cual en el informe IN-0137-IE-2022, llevado a audiencia pública, se consideró involuntariamente un dato diferente para la planta Movasa S.A en el cálculo las horas de operación del año 2021, cuando lo que debía ser era considerar el dato estimado por el CENCE para dicho año, de tal manera que se le indica al opositor que tanto en el archivo de Excel denominado "Anexo 16 Aplicación Tarifaria eólicas Existentes (IF)", que contiene el cálculo tarifario que respalda este informe, como en el apartado "2.2.5 Expectativas de Venta" del presente informe, el dato correspondiente a las horas de operación del año 2021 fue debidamente actualizado.

2) Aspectos que deben ser considerados por la Junta Directiva, Regulador General e Intendente de Energía al atender contra la ciencia y la técnica

Resumen

La empresa opositora manifiesta que la Aresep interpuso un proceso ordinario en contra de la CGR (tramitado mediante el expediente número 20-1022-1027-CA), mediante el cual solicitó la nulidad absoluta del Informe N° DFOE-AE-IF-00009-2019 que sirvió como sustento para la aprobación de la nueva metodología para plantas existentes adoptada mediante la Resolución RE-0021-JD-2022. Además, indica considerar que cualquier fijación tarifaria que se derive de la metodología viciada de por sí de nulidad acarrea los mismos efectos, indicando que es importante que la Aresep esté consciente de los daños graves que podrían derivarse de aplicarse la metodología.

La empresa opositora expone los siguientes argumentos:

Factor de Antigüedad: *Manifiesta que está demostrado a través de la generación entregada al Sistema Eléctrico Nacional y registros del CENCE que los activos en cuestión tienen una vida útil mayor al parámetro limitante de 20 años. Señala que tiene una afectación material en el cálculo de la tarifa y que los activos regulados están siendo utilizados por encima de 20 años, y con vida útil disponible para brindar energía al SEN.*

Factor de planta y horas en operación: *El opositor se refiere a la fórmula establecida en la metodología para la estimación de las bandas tarifarias e indica que el denominador de fórmula presenta inconsistencias donde se multiplican las horas en operación por el factor de planta, expresando que son variables mal definidas.*

a. *Horas en operación: Para la variable de horas en operación la empresa señala que la estimación se realiza dividiendo la potencia contratada en kilovatios entre la energía entregada en kilovatios hora para obtener un resultado en horas, y que para plantas renovables, la potencia tiene fluctuaciones por el recurso disponible en un período de tiempo específico más los tiempos implicados en salidas de mantenimiento, castigando el tiempo en operación de la planta y que el cálculo que hace ARESEP los excluye. Seguidamente señala que luego se utiliza dicho resultado para calcular un factor de planta con las mismas variables de forma inversa, y que la variable de factor de planta siempre se establecerá en uno, especificando que no hay forma que no sea uno según la pobre definición de la metodología.*

La empresa sugiere que lo correcto sería que horas en operación sea el período en horas que la planta tuvo contrato vigente o bien estuvo interconectada al SEN y que las horas en operación y el factor de planta deben reflejar el total del tiempo que estuvieran interconectadas o con contrato vigente.

b. *Factor de planta: Indica que su definición es de acuerdo con todos los estándares internacionales como la división entre la energía generada entre la energía teórica en un período calendario. Detalla que el factor de planta = 1 o 100% es una utopía en cualquier activo eólico o hídrico en un año calendario y que según la metodología, multiplicar las horas en operación por el factor de planta definido según la metodología en 1 o 100% siempre cancelará factores y resultará la misma salida en el factor de planta y no refleja la producción energética en tiempo específico real del calendario.*

Expone que la finalidad de un factor de planta es calcular la eficiencia de una planta considerando la generación total en un período calendario específico y real. No tiene sentido utilizar un tiempo (horas en operación) equivalente (potencia entre energía) porque resultará siempre en 100%.

- *Se le solicita a la Junta Directiva, Regulador General e Intendencia de Energía validar que la metodología en aplicación tiene vicios desde su oficialización y errores de concepto atentando contra la ciencia y la técnica de la industria eléctrica y la realidad del propósito que se persigue en este expediente, donde los resultados actuales no son congruentes con la lógica que se persigue de establecer una tarifa acorde a la realidad.*

Respuesta:

En relación con lo indicado por la empresa opositora referente a que la Aresep interpuso un proceso ordinario en contra de la CGR y señalando posibles vicios en la fijación tarifaria que se derive de la metodología, se expone lo señalado en el oficio OF-0018-DGAJR-2022 sobre el “Criterio jurídico, respecto de las posiciones presentadas en relación con la propuesta de “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)”, sometida a audiencia pública el 26 de octubre de 2021” que indica, en lo que interesa, lo siguiente:

“(...

Según señala la opositora, la validez jurídica de la discrecionalidad administrativa (desde su perspectiva técnica) de la Aresep, solo puede ser controlada por el Juez Contencioso Administrativo, y no por la CGR, que usurpó el ejercicio de dicha discrecionalidad técnica, al emitir el informe N° DFOE-AE- IF-00009-2019, del 16 de setiembre de 2019.

Indica que el control sobre tal discrecionalidad debería ser mínimo, conforme a la doctrina y jurisprudencia, pues el ente regulador está investido con la responsabilidad de actuar con un grado de experticia única y especial propia demisión reguladora. A lo que sigue indicando, que no hay ninguna norma constitucional, legal o reglamentaria, que permita a la CGR invadir y suplantar alente regulador en su potestad de regulación.

Sobre este particular, debe indicarse que indistintamente de la postura que ha mantenido la Aresep en torno al contenido del informe emitido por la CGR, N° DFOE-AE-IF-00009-2019, misma que ha sido expuesta administrativamente ante la CGR y judicialmente ante el Tribunal Contencioso Administrativo en el expediente judicial N° 20-001022-1027-CA, debe señalarse que, igualmente, sus disposiciones resultan vinculantes.

En lo que interesa, a la opositora como generadora privada existente destinataria de las fijaciones tarifarias que al efecto realice la Aresep aplicando la metodología vigente, valga señalar que, en el informe dicho, se establecieron la siguiente disposición dirigida a la Junta Directiva:

“(…)

***4.6.** Resolver acerca de las propuestas de modificación que les remita el Regulador General relativas a la Metodología de fijación de tarifas para generadores privados existentes (Ley n.º7200) que firmen un nuevo contrato de compra-venta de electricidad con el ICE; (...), que le remita el Regulador General; las cuales fueron requeridas en disposición del párrafo 4.4. Remitir a la Contraloría General copia del (los) acuerdo (s) en el cual se resuelva acerca de las propuestas de modificación de las metodologías, dos meses naturales después de que las propuestas fueron recibidas (ver párrafos del 2.3 al 2.19).*

(…)”

Asimismo, según el punto 4.1. del mencionado informe, dicha disposición junto a las demás establecidas, es de acatamiento obligatorio para sus destinatarios, al indicar:

***“4.1.** De conformidad con las competencias asignadas en los artículos 183 y 184 de la Constitución Política, los artículos 12 y 21 de la Ley Orgánica de la Contraloría General de la República n.º 7428, y el artículo 12 inciso c) de la Ley General de Control Interno, se emiten las siguientes disposiciones de acatamiento obligatorio que deberán ser cumplidas dentro del plazo (o en el término) conferido para ello, por lo que su incumplimiento no justificado constituye causal de responsabilidad.”*

Dicha obligatoriedad a la que se hace referencia, proviene de lo establecido en el artículo 12 de la Ley Orgánica de la CGR (Ley N°7428), que señala lo siguiente:

“Artículo 12.- Órgano rector del Ordenamiento. La Contraloría General de la República es el órgano rector del ordenamiento de control y fiscalización superiores, contemplado en esta Ley.

Las disposiciones, normas, políticas y directrices que ella dicte, dentro del ámbito de su competencia son de acatamiento obligatorio y prevalecerán sobre cualesquiera otras disposiciones de los sujetos pasivos que se le opongan.

(...)”.

De esta forma, del artículo 12 anterior, se desprende que las disposiciones que dicte la CGR, dentro del ámbito de su competencia, deben ser acatadas obligatoriamente por aquellos a quienes están dirigidas, por lo que, en el caso que nos ocupa, frente a la disposición 4.6. del informe N° DFOE-AE-IF-00009-2019, la Aresep se encuentra tramitando la propuesta de metodología tarifaria, que fue sometida a la audiencia pública del 26 de octubre de 2021. Es por lo anterior, que frente al argumento de la opositora, de que la Aresep ha renunciado a su discrecionalidad técnica, debe indicarse que no es el caso, pues indistintamente de la postura que este ente regulador ha manifestado en estrados judiciales, igualmente, la vigencia de dicho informe contralor y sus disposiciones la obliga a cumplir como en efecto lo está procurando.

Debe quedar claro que el cumplimiento de lo dispuesto por la CGR, más que implicar una renuncia a su discrecionalidad técnica para definir las metodologías tarifarias, conlleva un cumplimiento obligado a fin de no exponerse a responsabilidades, sin perjuicio, del ejercicio de su derecho de defensa ante los Tribunales de Justicia.”

Por lo tanto, no lleva razón el opositor en su argumento.

Factor de Antigüedad:

En lo que respecta a lo manifestado por la empresa opositora en este argumento, la metodología tarifaria RE-0021-JD-2022, establece lo siguiente respecto a la variable de 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.

(...)

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.

(...)

ii. La vida útil promedio de las plantas de generación eléctrica se estima en 20 años para las plantas eólicas.

(...)"

Por lo anteriormente citado y según consta en la propuesta llevada a audiencia pública, mediante el informe IN-0137-IE-2022 y los cálculos que lo sustentan disponibles en los folios 2 al 48 del ET-097-2022, para la estimación de la variable de vida remanente se utilizaron 20 años según lo establecido en la metodología tarifaria vigente.

Factor de planta y horas en operación:

En atención a lo indicado por la empresa opositora, de igual manera que en el punto anterior, la metodología tarifaria RE-0021-JD-2022, establece lo siguiente respecto a las variables de horas en operación (H):

(...)

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.

(...)

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.

(...)"

Por su parte, la metodología tarifaria establece lo siguiente para la variable de factor de planta (FP):

“(...)

El factor de planta mide la utilización de la potencia contratada de la planta en el tiempo.

(...)

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.

(...)”

Por consiguiente, según consta en el Informe IN-0137-IE-2022, que contiene la propuesta llevada a audiencia pública (folios 2 al 48) y los cálculos que lo sustentan disponibles en el ET-097-2022, en el que se detalla el cumplimiento de las fórmulas de cálculo y definición de variables establecidas en la metodología tarifaria mediante la resolución RE-0021-JD-2022, se desprende que para los cálculos para la determinación de las variables de factor de planta y horas en operación, se efectuaron según lo establecido en la metodología tarifaria vigente.

En este contexto, es necesario aclarar las funciones de la IE como aplicador de la metodología tarifaria, destacando que según el Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado (RIOF), en el artículo 17 inciso 1 establece, como parte del conjunto de funciones de las Intendencias, lo siguiente: “(...) 1. Fijar los precios, tarifas y tasas de los servicios públicos bajo su competencia aplicando los modelos vigentes aprobados por Junta Directiva.” Mientras que, como parte de las funciones de la Junta Directiva, el mismo reglamento establece lo siguiente: “(...) 16. Aprobar las metodologías regulatorias que se aplicarán en los diversos sectores regulados bajo su competencia.”

De lo anterior se desprende que la metodología tarifaria vigente es explícita en la estimación de las variables expuestas por el opositor. Así las cosas, al estar este argumento relacionado con la metodología y no con un tema de aplicación, y al solicitar el opositor una revisión de este tema por parte de Aresep, esto trasciende las competencias de la IE, instancia que tiene como responsabilidad la aplicación de los instrumentos regulatorios en los términos en que fueron aprobados por la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora.

En este contexto, acoger la solicitud realizada por el oponente, significa apartarse de lo indicado en la metodología tarifaria.

Cabe destacar que como ya se indicó anteriormente, de conformidad con el artículo 17 inciso 1 del RIOF le corresponde a la Intendencia de Energía fijar los precios, tarifas y tasas de los servicios públicos bajo su competencia aplicando los modelos vigentes aprobados por Junta Directiva.

[...]

- III. Que de conformidad con lo señalado en los resultados y considerandos precedentes y en el mérito de los autos, lo procedente es fijar la banda tarifaria para todos los generadores privados eólicos existentes que tengan un contrato firmado o que firmen un nuevo contrato para la venta al Instituto Costarricense de Electricidad al amparo del capítulo I de la Ley No. 7200 y para aquellas compraventas de energía eléctrica provenientes de plantas eólicas privadas nuevas con condiciones similares a las que establece la Ley 7200, 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 tengan un contrato firmado o que firmen un nuevo contrato para la venta al Instituto Costarricense de Electricidad al amparo del capítulo I de la Ley No. 7200 y para aquellas compraventas de energía eléctrica provenientes de plantas eólicas privadas nuevas con condiciones similares a las que establece la Ley 7200, que sean jurídicamente factibles y que deban ser reguladas por Aresep, en:

- Banda inferior (límite inferior) de 0,01022 US\$ por kWh.
 - Banda superior (límite superior) de 0,06385 US\$ por kW.
- I. 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 propuesta en la recomendación anterior.
 - II. Indicar a los generadores privados eólicos existentes a los que se apliquen las tarifas establecidas mediante esta metodología tarifaria RE-0021-JD-2022, 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.
 - III. Indicar a los generadores privados eólicos existentes a los que se apliquen las tarifas establecidas mediante esta metodología tarifaria RE-0021-JD-2022 y sus reformas y la resolución RE-0060-IE-2021, 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.
 - IV. Indicar a los generadores privados que le vendan energía eléctrica al ICE al amparo de la Ley 7200, que de no cumplir con las dos disposiciones anteriores (4. y 5.), se remitirá a la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) la documentación respectiva, con el propósito de que se apertura los procedimientos administrativos correspondiente.
 - V. Señalar como respuesta a las posiciones interpuestas, lo externado en el “Considerando II” de esta resolución, así como agradecer a los participantes por sus aportes.

- VI.** Establecer que los precios rigen un día después 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-0005-IE-2023 del 12 de enero de 2023, que sirve de base para el presente acto administrativo.

En cumplimiento de lo que ordenan los artículos 245 y 345 de la Ley General de la Administración Pública (LGAP) se informa que contra esta resolución pueden interponerse los recursos ordinarios de revocatoria y de apelación y el extraordinario de revisión. Los recursos ordinarios podrán interponerse ante la Intendencia de Energía, de conformidad con los artículos 346 y 349 de la LGAP.

De conformidad con el artículo 346 de la LGPA, los recursos de revocatoria y de apelación deberán interponerse en el plazo de tres días hábiles contado a partir del día hábil siguiente al de la notificación y, el extraordinario de revisión, dentro de los plazos señalados en el artículo 354 de dicha ley.

PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE

Mario Mora Quirós, Intendente.—1 vez.—(IN2023708210).

Anexo 1 Costos de explotación

PLANTA	Potencia contratada 2021 (kW)	Fecha del costo	¢ / kW-año Diciembre 2021	\$ / kW-año Diciembre 2021
Aeroenergía	6 400	Contab. Reg. 2021 (Dic. 21)	98 289	154,97
Movasa	20 000	Contab. Reg. 2021 (Dic. 21)	52 930	84,11
PESA	20 000	Se excluye por no renovación de contrato		
PROMEDIO			75 609,44	125,71
DESVIACIÓN ESTÁNDAR			32 073,91	53,33

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

Anexo 2 Costo de inversión actualizados

	Potencia contratada 2021 (KW)	Fecha del costo	\$ / kW diciembre 2021
Aeroenergía	6 400	Contab. Reg. 2021 (Dic. 21)	3 976,65
Movasa	20 000	Contab. Reg. 2021 (Dic. 21)	3 966,49
PROMEDIO			3 971,57

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-21	20,00
TIERRAS MORENAS (MOVASA)	sep-99	dic-21	20,00
TOTAL			20,00

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

Promedio	Tasa (%)
2017	2,33
2018	2,91
2019	2,14
2020	0,89
2021	1,44
Promedio	1,94

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

Anexo 5
Prima por riesgo

Periodo	Tasa
2017	5,08%
2018	5,96%
2019	5,20%
2020	4,72%
2021	4,24%
Promedio	5,04%

Fuente: Elaboración de la Intendencia con datos de Aswath Damodaran

Anexo 6
Riesgo País

Periodo	Tasa
2017	3,46%
2018	6,25%
2019	4,44%
2020	5,33%
2021	5,44%
Promedio	4,98%

Fuente: Elaboración de la Intendencia con datos de Aswath Damodaran

Anexo 7 Beta desapalancada por año

Industry Name	Beta Desapalancado
Utility (General) enero 2018	0,1942
Utility (General) enero 2019	0,1777
Utility (General) enero 2020	0,1933
Utility (General) enero 2021	0,4858
Utility (General) enero 2022	0,6007
Promedio	0,3303

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%	4 960 762 294,90	11 496 287 639,32	0,00%
Aeroenergía	20000	76%	681 810,26	4 148 259 944,73	0,00%
TOTAL	26400	1,00			0,00%

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
ρ =	Rentabilidad	8,59%
KL=	Tasa libre de riesgo	1,94%
β_a =	Beta apalancado	0,3303
PR=	Prima por riesgo	5,04%
RP=	Riesgo país	4,98%
β_a=	Beta apalancado	0,3303
D =	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, 2017-2021

PLANTA	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA 2017 (kWh)												
	ene-17	feb-17	mar-17	abr-17	may-17	jun-17	jul-17	ago-17	sep-17	oct-17	nov-17	dic-17	Total 2017
AEROENERGIA	2 967 490	2 528 691	3 493 733	2 223 070	801 535	754 960	1 801 026	1 207 850	333 455	786 674	2 072 030	3 378 596	22 349 110
PESA	7 499 644	6 377 544	10 192 695	7 004 824	2 108 113	2 103 660	5 600 795	3 555 854	849 367	2 216 871	5 391 571	8 922 234	61 823 171
MOVASA	7 363 790	6 858 310	8 111 608	5 584 346	1 513 830	1 335 737	3 419 515	2 067 660	504 517	1 107 709	4 219 247	7 591 942	49 678 211

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	1 657 685	4 470 670	1 272 444	1 244 395	572 134	4 190 619	6 104 115	55 864 556

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
2017	1,00
2018	1,00
2019	1,00
2020	1,00
2021	1,00
Promedio	100,00%

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

Horas en operación

Periodo	Horas anuales
2017	3 032,78
2018	4 079,12
2019	3 806,90
2020	2 851,86
2021	2 921,26
Promedio	3 338,38

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)	2017	Horas en operación	fp
		kWh		
AEROENERGÍA	6 400,00	22 349 109,98	3 492,05	1,00
TIERRAS MORENAS (MOVASA)	20 000,00	49 678 210,71	2 483,91	1,00
TILARÁN (PESA)	19 800,00	61 823 171,25	3 122,38	1,00
TOTAL	46 200,00		3 032,78	1,00

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
TOTAL	46 200,00		4 079,12	1,00

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
TOTAL	46 200,00		3 806,90	1,00

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
TOTAL	46 200,00		2 851,86	1,00

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	55 864 556,00	2 793,23	1,00
TOTAL	26 400,00		2 921,26	1,00

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)	3 971,57	3 971,57	3 971,57
Costo Explotación (\$/kW)	-	125,71	179,04
Factor de utilización remanente	10,00%	10,00%	10,00%
Rentabilidad	8,59%	8,59%	8,59%
Horas en operación	3 338,4	3 338,4	3 338,4
Factor de Planta	100,00%	100,00%	100,00%
Precio \$/kWh	0,01022	0,04788	0,06385

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-0002-IE-2023
SAN JOSÉ, A LAS 03:46 HORAS DEL 12 DE ENERO DE 2023

APLICACIÓN ANUAL DE OFICIO DE 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)” PARA PLANTAS HIDROELÉCTRICAS EXISTENTES.

ET-096-2022

RESULTANDO:

- I. 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, la cual deroga la anterior metodología dictada por medio de la resolución RJD-009-2010 del 07 de mayo de 2010 y sus reformas.
- II. Que el 19 de febrero de 2018, mediante resolución DGT-R-012-2018 de la Dirección General de Tributación del Área de Ingresos 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 de estar compuesto por un número con 13 enteros y 5 decimales.
- III. Que el 6 de enero de 2022, mediante la resolución RE-0001-IE-2022, el Intendente de Energía, fijó la banda tarifaria vigente para todos los generadores privados existentes, la cual fue publicada en el Alcance 4 a La Gaceta 5 del 11 de enero de 2022.
- IV. Que el 27 de abril de 2022, la empresa Suerkata S.R.L., remite a la IE la información de contabilidad regulatoria correspondiente al periodo 2021. (folios 47 y 374 al 375 del OT-034-2022).

- V.** Que el 29 de abril de 2022, la empresa Caño Grande S.A., remite a la IE la información de contabilidad regulatoria correspondiente al periodo 2021. La empresa solicita confidencialidad de la información. (folios 258 al 286 del OT-034-2022).
- VI.** Que el 29 de abril de 2022, la empresa El Embalse S.A., remite a la IE la información de contabilidad regulatoria correspondiente al periodo 2021. La empresa solicita confidencialidad de la información. (folios 200 al 228 del OT-034-2022).
- VII.** Que el 29 de abril de 2022, la empresa Hidrovenecia S.A., remite a la IE la información de contabilidad regulatoria correspondiente al periodo 2021. La empresa solicita confidencialidad de la información. (folios 229 al 257 del OT-034-2022).
- VIII.** Que el 4 de mayo de 2022, la empresa Doña Julia, remite a la IE la información de contabilidad regulatoria correspondiente al periodo 2021. (folios 374 al 375 del OT-034-2022).
- IX.** Que el 20 de mayo de 2022, la IE por medio de los oficios AP-0006-IE-2022, AP-0007-IE-2022, le solicita la entrega de la contabilidad regulatoria del periodo 2021 conforme la resolución RE-0060-IE-2021, respectivamente a las empresas Vara Blanca S.A. (folios 66 al 70 del OT-034-2022) y Suerkata S.R.L., (folios 71 al 75 del OT-034-2022).
- X.** Que el 26 de mayo de 2022, por medio del oficio OF-0338-IE-2022 (sic) la IE solicita información aclaratoria a la empresa Caño Grande S.A., y la empresa brindó la información solicitada el 09 de junio de 2022. (folios 258 al 286 del OT-034-2022).
- XI.** Que el 26 de mayo de 2022, por medio del oficio OF-0339-IE-2022 (sic) la IE solicita información aclaratoria a la empresa El Embalse S.A., y la empresa brindó la información solicitada el 09 de junio de 2022. (folios 200 al 228 del OT-034-2022).
- XII.** Que el 29 de abril de 2022, la empresa Hidrovenecia S.A., remite a la IE la información de contabilidad regulatoria correspondiente al periodo 2021. (folios 229 al 257 del OT-034-2022).
- XIII.** Que el 26 de mayo de 2022, por medio del oficio OF-0342-IE-2022 la IE solicita información aclaratoria a la empresa Doña Julia S.R.L., y la empresa brindó la información solicitada el 09 de junio de 2022. (folios 96 al 100 y del 374 al 375 del OT-034-2022).
- XIV.** Que el 31 de mayo de 2022, la empresa Hidroeléctrica Río Lajas S.A., remite a la IE la información de contabilidad regulatoria correspondiente al periodo 2021. (folios 713 al 714 del OT-034-2022).

- XV.** Que el 31 de mayo de 2022, la IE le solicitó por medio del OF-0363-IE-2022 al Centro Nacional de Control de Energía (CENCE), la actualización de información sobre la capacidad de placa de los generadores privados y horas en operación de las plantas, información suministrada por dicha entidad por medio del oficio 0810-362-2022 del 15 de junio de 2022. (folios 374 al 375 del OT-034-2022).
- XVI.** Que el 2 de junio de 2022, la empresa Suerkata S.R.L. en respuesta al AP-0007-IE-2022, remite la información de contabilidad regulatoria correspondiente al periodo 2021. (folios 374 al 375 del OT-034-2022).
- XVII.** Que el 6 de junio de 2022, por medio del oficio OF-0375-IE-2022 (sic) la IE solicita información aclaratoria a la empresa Suerkata S.R.L., y la empresa brindó la información solicitada el 20 de junio de 2022. (folios 374 al 375 del OT-034-2022).
- XVIII.** Que el 8 de junio de 2022, la empresa Hidroeléctrica Río Lajas S.A., remite a la IE la información de contabilidad regulatoria aclaratoria correspondiente al periodo 2021. (folios 713 al 714 del OT-034-2022).
- XIX.** Que el 14 de junio de 2022, por medio del oficio OF-0405-IE-2022 (sic) la IE solicita información aclaratoria a la empresa Hidroeléctrica Río Lajas S.A., y la empresa brindó la información solicitada el 24 de junio de 2022. (folios 713 al 714 del OT-034-2022).
- XX.** Que el 15 de junio de 2022, la empresa Matamoros S.A., remite a la IE la información de contabilidad regulatoria aclaratoria correspondiente al periodo 2021. (folios 713 al 714 del OT-034-2022).
- XXI.** Que el 28 de junio de 2022, mediante la resolución RE-0044-IE-2022, la IE, resuelve acoger parcialmente la solicitud de confidencialidad de la información presentada por la empresa El Embalse (folios 287 al 315 y del 372 al 373 del OT-034-2022).
- XXII.** Que el 28 de junio de 2022, mediante la resolución RE-0045-IE-2022, la IE, resuelve acoger parcialmente la solicitud de confidencialidad de la información presentada por la empresa Hidrovenecia (folios 316 al 343 y del 372 al 373 del OT-034-2022).
- XXIII.** Que el 28 de junio de 2022, mediante la resolución RE-0046-IE-2022, la IE, resuelve acoger parcialmente la solicitud de confidencialidad de la información presentada por la empresa Caño Grande (folios 344 al 371 y del 372 al 373 del OT-034-2022).
- XXIV.** Que el 4 de julio de 2022, por medio del oficio OF-0473-IE-2022 la IE solicita información aclaratoria a la empresa Hidroeléctrica Río Lajas S.A., y la empresa brindó la información solicitada el 15 de julio de 2022. (folios 713 al 714 del OT-034-2022).

- XXV.** Que el 5 de julio de 2022, por medio del oficio OF-0476-IE-2022 la IE solicita información aclaratoria a la empresa Matamoros S.A., y la empresa brindó la información solicitada el 26 de julio de 2022. (folios 713 al 714 del OT-034-2022).
- XXVI.** Que el 19 de agosto de 2022, por medio del oficio OF-0645-IE-2022 la IE solicita información aclaratoria a la empresa Hidroeléctrica Río Lajas S.A., y la empresa brindó la información solicitada el 29 de agosto de 2022. (folios 713 al 714 del OT-034-2022).
- XXVII.** Que el 29 de agosto de 2022, por medio del oficio OF-0668-IE-2022 la IE solicita información aclaratoria a la empresa Hidroeléctrica Matamoros S.A., y la empresa brindó la información solicitada el 02 de setiembre de 2022. (folios 713 al 714 del OT-034-2022).
- XXVIII.** Que el 24 de octubre de 2022, por medio del oficio OF-0870-IE-2022 la IE solicita información aclaratoria a la empresa Hidroeléctrica Matamoros S.A., y la empresa brindó la información solicitada el 26 de octubre de 2022. folios 713 al 714 del OT-034-2022.
- XXIX.** Que el 24 de octubre de 2022, por medio del oficio OF-0869-IE-2022 la IE solicita información aclaratoria a la empresa Hidrovenecia S.A., y la empresa brindó la información solicitada el 26 de octubre de 2022. folios 713 al 714 del OT-034-2022.
- XXX.** Que el 24 de octubre de 2022, por medio del oficio OF-0871-IE-2022 la IE solicita información aclaratoria a la empresa Suerkata S.R.L., y la empresa brindó la información solicitada el 26 de octubre de 2022. (folios 713 al 714 del OT-034-2022).
- XXXI.** Que el 31 de octubre de 2022, por medio del oficio OF-0897-IE-2022 la IE solicita información aclaratoria a la empresa Suerkata S.R.L. y la fecha de emisión del presente informe la empresa no ha remitido respuesta (folios 715 al 716 del OT-034-2022).
- XXXII.** El 4 de noviembre de 2022, se publicó la convocatoria a audiencia pública en La Gaceta 211 y el 7 de noviembre de 2022 en los diarios de circulación nacional La Teja y La República, a celebrarse el 15 de diciembre de 2022 (folios 131 al 134 del ET-096-2022).
- XXXIII.** Que el 15 de diciembre de 2022 se llevó a cabo la audiencia pública, como consta en el acta AC-0636-DGAU-2022 (folios 250 al 268 del ET-096-2022).

- XXXIV.** Que el 15 de diciembre de 2022, mediante el informe IN-0927-DGAU-2022, la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) remitió a la IE el informe de oposiciones y coadyuvancias (folios 247 al 249 del ET-096-2022).
- XXXV.** Que el 12 de diciembre de 2023, mediante el informe técnico IN-0004-IE-2023, la IE analizó, la presente gestión de ajuste tarifario y en dicho estudio técnico recomendó, entre otras cosas, fijar la banda tarifaria para todos los generadores privados hidroeléctricos existentes que tengan contrato firmado o que firmen un nuevo contrato para la venta al Instituto Costarricense de Electricidad al amparo del capítulo I de la Ley No. 7200 y para aquellas compraventas de energía eléctrica provenientes de plantas hidroeléctricas privadas nuevas con condiciones similares a las que establece la Ley 7200.

CONSIDERANDO:

- I. Que del informe técnico IN-0004-IE-2023, citado 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. [...]

Así mismo, el artículo 17 inciso 1 del Reglamento Interno de Organización y funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su órgano desconcentrado (RIOF) dispone que corresponde a las Intendencias:

1. Fijar los precios, tarifas y tasas de los servicios públicos bajo su competencia aplicando los modelos vigentes aprobados por Junta Directiva.

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 publicada en el Alcance 74 a la Gaceta 70 del 19 de abril de 2022.

III. ANÁLISIS DEL ASUNTO

1. Consideraciones previas sobre la aplicación por primera vez de la metodología RE-0021-JD-2022

En relación con los cambios introducidos en la metodología vigente (RE-0021-JD-2022) respecto a la metodología que sustituye (RJD-009-2010 y sus reformas), es conveniente extraer de la resolución RE-0021-JD-2022, lo siguiente:

“[...]

Resumen de los cambios introducidos en esta propuesta respecto a la metodología vigente RJD-009-2010

Así las cosas, de lo incluido en los apartados anteriores que componen el Marco Legal y el Marco Técnico, las siguientes son las modificaciones a la forma de cálculo de la tarifa vigente, que se proponen en este informe:

- a. Para los generadores privados amparados al capítulo I de la Ley 7200 que hayan renovado y que renueven contrato de compra-venta de electricidad con el ICE, entraría a regir una banda tarifaria para determinar las tarifas para cada fuente, una banda para plantas hidroeléctricas y otra banda para plantas eólicas, con información respectiva de cada grupo de plantas por fuente.*
- b. Cambios de conformidad con el informe de la CGR N.º DFOE-AE-IF-00009-2019, según lo detallado en la sección 2.6 anterior:*
 - Se realiza la separación tarifaria por fuente; hidroeléctricas y eólicas.*
 - Se ajustan todas las variables a la potencia o capacidad contratada, en lugar de la potencia o capacidad instalada.*
 - Se ajusta la redacción de todas las variables para que se incluya en el cálculo únicamente la proporción correspondiente a la capacidad contratada por el ICE, que corresponde al servicio público regulado.*
 - Se aclara la fecha de corte de la información de todas las variables incluidas en el cálculo, y se estandariza dicho corte al cierre fiscal nacional, esto es al 31 de diciembre del año anterior (o en su defecto el cierre fiscal nacional que se establezca vía Ley) al inicio del procedimiento de fijación tarifaria.*

- *Se incluye la utilización de las horas de operación para venta de energía al ICE de las plantas, para calcular la variable de expectativas de ventas.*

c. Otros cambios realizados:

- *Se propone que el cálculo de las bandas se realice con base en los costos de explotación promedio y su desviación estándar. Por lo que la tarifa tope sería el costo promedio más una desviación estándar, mientras que la tarifa piso sería el costo promedio menos tres desviaciones estándar.*
- *Se incluye la aclaración de las fuentes de información utilizadas para el cálculo de los costos de explotación, de inversión y de apalancamiento, de conformidad con las disposiciones de la contabilidad regulatoria que le aplica al sector, con información real y actualizada de las plantas que componen cada grupo a tarifar.*
- *Se incluye las fórmulas de cálculo de las horas en operación para venta de energía al ICE, con base en la información disponible en Aresep, esto quiere decir, la energía anual vendida por cada planta al ICE y la potencia contratada de cada planta.*
- *Se aclara la redacción del ajuste que se le hace a la inversión sobre su vida en operación para calcular la rentabilidad, el cual corresponde al concepto de vida remanente, que considera la antigüedad de las plantas.*
- *Se modifica la sección de estructura tarifaria, para que, con la aplicación de la banda tarifaria definida, el ICE en sus procesos de recontractación o establecimiento de adendas a contratos renovados vigentes, defina con base en las necesidades del SEN y la optimización de la matriz de generación, si se requiere una estructura tarifaria o más bien, el establecimiento de tarifas planas anuales. Para lo anterior, deberá justificar cualquier decisión que tome y además se establece que todos los precios ofertados (anuales o con estructura tarifaria) deben estar en todo momento dentro de la banda correspondiente vigente al momento de la compra de energía. Lo anterior considerando la situación y contexto actual del sector explicada en las secciones 2.3, 2.4 y 2.5 anteriores.*
- *Se modificaron las secciones correspondientes a “Competencias de la Intendencia de Energía o del órgano interno encargado de fijar tarifas” y “OBLIGACIONES DE LOS GENERADORES PRIVADOS”, para que queden más claras las obligaciones que tienen todos los generadores privados a los cuales se les aplicará esta metodología, se detalla la información requerida y la facultad del órgano interno de Aresep encargado de fijar estas bandas para recopilar toda la información que considere necesaria para realizar las aplicaciones de la metodología.*
- *Se incluye la posibilidad de eliminación de los valores extremos en el cálculo de las variables costos de explotación promedio e inversión total promedio, ya que en estricto apego a lo establecido en el artículo 32 de la Ley 7593: “No se aceptarán costos de las empresas reguladas: // (...) 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. (...)", valores extremos que, según un criterio estadístico, cumplirían con esas premisas para la fijación tarifaria.

d. Cambios realizados para equipar criterios entre las metodologías tarifarias utilizadas para todo el sector, esto es respecto a las metodologías para calcular las bandas de hidroeléctricas nuevas, eólicas nuevas y fotovoltaicas:

- El cálculo de las variables se realizará con promedios simples y no promedios ponderados, de tal forma que la desviación estándar refleje la dispersión de los datos reales respecto a su promedio. También se mantiene el análisis de la exclusión de valores extremos.*
- Equiparación del periodo histórico para calcular las variables de horas de operación, factor de planta y rédito, de tal manera que se utilicen los últimos 5 años, al igual que se realiza en las metodologías de plantas de generación privada nuevas.*

[...]"

Con respecto al cambio de tarifa puntual a bandas tarifarias, en la resolución RE-0021-JD-2022, se indica en el apartado 1.3 lo siguiente:

"[...]"

1.3 Criterio jurídico respecto al cambio de metodología tarifaria para generadores privados y el ICE cuyos contratos están vigentes

Ante la consulta realizada por el Director del CDR en el oficio OF-0198-CDR-2021 de si existe alguna limitación legal para aplicarles un cambio metodológico a los generadores y el ICE cuyos contratos se encuentran vigentes, la DGAJR dio respuesta mediante el OF-0817-DGAJR-2021 del cual se considera necesario extraer lo siguiente:

- 1. Los servicios públicos adquieren dicha condición, en atención a la satisfacción de una necesidad general, que es de interés público y están sujetos a un régimen jurídico de sujeción especial.*
- 2. De acuerdo con el artículo 3 inciso a) de la Ley N° 7593 se entiende por servicio público aquel que por su importancia para el desarrollo sostenible del país es calificado como tal por el legislador.*
- 3. No es el interés de la Administración titular, ni el interés particular de los usuarios, o el del prestador habilitado, el que debe prevalecer, aspecto que debe quedar claro desde las diversas perspectivas existentes en torno a la prestación de los servicios públicos.*

- 4. La declaración de una actividad como servicio público (publicatio) implica que la titularidad de éste se encuentra a cargo de la Administración Pública. De modo que, un tercero público o privado no puede pretender explotar un servicio público, a menos que cuente con la debida habilitación de parte de la Administración titular del servicio, mediante la cual, le delega su prestación. Tal delegación no implica una pérdida de la titularidad del servicio público en cuestión.*
- 5. Los terceros que presten un servicio público por delegación de la Administración Pública, se encuentran sujetos al control, supervisión y verificación de parte de ésta, que en última instancia es la que debe velar porque el servicio se ofrezca en las condiciones necesarias para satisfacer el interés público.*
- 6. Existe una relación de sujeción especial entre la Administración titular y el prestador habilitado (artículo 14 de Ley General de la Administración Pública), la cual, si bien, tiene como base la existencia de una relación jurídico administrativa entre ambas partes y se encuentra regulada por principios generales del derecho administrativo, no se trata de cualquier relación, sino que, como característica esencial implica una mayor proximidad de parte de la Administración, que genera un vínculo de gran intensidad con el particular habilitado, en la cual, éste goza de ciertas ventajas o beneficios, pero al mismo tiempo, tiene obligaciones, a fin de cumplir con el fin del servicio que presta.*
- 7. El ordenamiento jurídico (en este caso, relativo a los servicios públicos), implica que existe normativa a partir de las diversas fuentes establecidas legalmente (artículo 6 de la Ley General de la Administración Pública), a través de la cual, la Administración en el ejercicio de sus competencias, define las condiciones específicas en las cuales se debe desarrollar la relación de sujeción especial que sostiene con los particulares habilitados para prestar un servicio público.*
- 8. El particular habilitado, se encuentra sometido a lo que disponga el ordenamiento jurídico referente a su actividad, a los controles administrativos que se dispongan, a las consecuencias del ejercicio de las diversas potestades atinentes, y a las diversas órdenes, directrices y disposiciones administrativas de las que puedan ser objeto. Esto evidencia, un fortalecimiento de la posición de la Administración y la prevalencia del interés general.*

- 9.** *El ejercicio de las potestades encomendadas a la Aresep, evidencian un control de naturaleza intensa, que obliga a una prestación adecuada de los servicios públicos en cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima, de forma que se promueva la satisfacción del interés general (artículo 5 de la Ley N° 7593).*
- 10.** *Esa relación de sujeción especial dentro de la cual se presta un servicio público, se encuentra sometida a un ordenamiento jurídico, en el cual, predomina la Ley N° 7593 y su reglamento, así como, la normativa técnica, metodologías tarifarias y demás disposiciones regulatorias que emita la Aresep, sin perjuicio de la normativa adicional o especial, que resulte aplicable según cada servicio.*
- 11.** *Lo dicho, incluye a los prestadores del servicio de suministro de energía eléctrica, establecido en el artículo 5 inciso a) de la Ley N° 7593, que en todas sus etapas (generación, y transmisión, distribución y comercialización), es considerado como servicio público, al lado de los demás servicios definidos así por el legislador, por su importancia para el desarrollo sostenible del país.*
- 12.** *Dentro del servicio de suministro de energía eléctrica, se encuentra el de generación privada de energía eléctrica, autorizado en las condiciones establecidas en la Ley que autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela, Ley N° 7200 y su reforma efectuada mediante la Ley N° 7508, lo que implica el sometimiento de los generadores privados, igualmente, al régimen de sujeción especial ejecutado por la Aresep en cuanto a la regulación de los servicios públicos refiere.*
- 13.** *En cuanto a la definición de una metodología tarifaria por parte de la Aresep, solamente se hace referencia a los generadores privados sujetos al Capítulo I de la Ley N° 7200, a los cuales también les resulta aplicable el Reglamento al Capítulo I de la Ley N° 7200 (Decreto N° 37124-MINAET), ambos cuerpos normativos de carácter especial, que complementan la Ley N° 7593, en lo que refiere a la definición de las obligaciones a cumplir y a las condiciones en las cuales deben prestar el servicio público.*
- 14.** *Tratándose del contrato de compra venta de energía que suscribe cada generador privado con el ICE, según dispone la Ley N° 7200, es preciso considerar que, éste se formaliza a fin de darle certeza jurídica a la relación que se origina entre ambas partes, sin perjuicio del ejercicio de las competencias regulatorias por parte de la Aresep.*

- 15.** *La obligación de suscribir tales contratos se encuentra estipulada en el artículo 13 de la Ley N° 7200, sin embargo, es preciso considerar que las condiciones de prestación no se agotan en el contenido de contrato, pues debe recordarse que existe un amplio ordenamiento jurídico aplicable que le otorga a la Aresep potestades que cumplir.*
- 16.** *El contrato de compra de energía, en lo que respecta al tema tarifario, se circunscribe a lo que la Aresep decida en el ámbito de sus competencias, tanto en lo referente a la definición de la metodología tarifaria aplicable, como, en cuanto a la tarifa que se fije conforme a la metodología vigente para dicho servicio.*
- 17.** *El artículo 20 del Reglamento al Capítulo I de la Ley N° 7200, remite de forma clara a la Ley N° 7593, según la cual, a su vez, se establece como parte de las funciones de la Aresep la fijación tarifaria, y para ello, a su vez, la elaboración de las metodologías que correspondan, conforme lo disponen los artículos, 25, 29, 31 y 36.d) de la mencionada Ley, en concordancia con los artículos 32, 34, 41 y 42 del Reglamento Sectorial de Servicios Eléctricos.*
- 18.** *Dicha potestad de formular y revisar las metodologías tarifarias (aplicando una discrecionalidad técnica), mediante las cuales, posteriormente fije las tarifas de los servicios públicos regulados, ha sido ampliamente analizada y fortalecida por los Tribunales de Justicia, así, como por la Procuraduría General de la República.*
- 19.** *Cada vez que se revisa y modifica una metodología tarifaria existente, o bien, se define una nueva metodología, dicha actuación se encuentra ajustada a derecho, no solo porque se trata del ejercicio de competencias de la Aresep, sino, porque los administrados (sean prestadores o usuarios, entre otros), no tienen un derecho a que sea inmutable el ordenamiento jurídico que rige la materia.*
- 20.** *El artículo 34 constitucional, que referente a la irretroactividad de la Ley, garantiza el respeto de los derechos subjetivos y de las situaciones jurídicas consolidadas, a fin de conferirle cierta certeza y seguridad jurídica al administrado sobre su situación particular en relación con una situación concreta y en un momento histórico determinado. No obstante, dicho numeral, ni en su redacción, ni en sus principios intrínsecos, establece un derecho a la inmutabilidad del ordenamiento jurídico, sino que, por el contrario, la actualización y discusión activa de éste en sus diversas fuentes, requiere ser una constante, a fin de verificar su ajuste a la realidad normativa y su posible necesidad de modificación.*

21. *El tema de la mutabilidad del ordenamiento jurídico, ha sido un tema ampliamente analizado por la jurisprudencia y en los diversos pronunciamientos de la PGR, dejando ver que: “Pretender que el derecho no pueda mutar o ser modificado, es impedir que el ordenamiento se adapte a las nuevas situaciones fácticas de los tiempos y generaría el caos social.” Resolución N° 00461-2013, de las 10:00 horas del 19 de setiembre de 2013.*

22. *Tomando en consideración que el ordenamiento jurídico es cambiante, resulta razonable, señalar que, esto incluye la normativa relativa a la regulación de los servicios públicos, que contempla las metodologías tarifarias emitidas por la Aresep en el ejercicio de sus competencias y aplicables a los diversos servicios públicos y a los prestadores de éstos, en atención a la relación de sujeción especial existente.*

23. *Los prestadores de los servicios públicos (incluidos los generadores privados) deben tener claro que cada metodología tarifaria que sea emitida por la Aresep, les será aplicable en el momento de su entrada en vigencia, en el tanto, no es posible pretender que el ordenamiento jurídico regulatorio, por ejemplo, las metodologías tarifarias, se mantengan invariables en el tiempo y no se les pueda modificar la forma de cálculo tarifario de acuerdo a la técnica y competencias de la Aresep.*

24. *La existencia de un derecho adquirido o de una situación jurídica consolidada en favor de los prestadores de un servicio público (en este caso de los generadores privados), que pueda impedir la modificación de las metodologías tarifarias y su respectiva aplicación, resulta ser un asunto ya analizado y descartado por la Sala Constitucional.*

Una metodología tarifaria en sí misma, no conlleva un derecho adquirido mediante el cual, el prestador vea ingresar en su esfera patrimonial un beneficio o ventaja, sino que ello, ocurre hasta que, aplicando dicha metodología, se dicte un acto administrativo mediante el cual se defina la tarifa que éste tiene derecho a cobrar. Incluso, en este último caso, tampoco tiene un derecho al aumento tarifario, sino que, lo que tiene es un derecho al equilibrio financiero que le corresponde de conformidad con la Ley N° 7593, ello incluso, considerando la existencia de un contrato de concesión y/o de compra venta de energía en el caso de los generadores privados, en el tanto el cambio de una metodología tarifaria no varía su habilitación como prestador del servicio, ni el derecho a que se le fije una tarifa con sujeción al principio de servicio al costo, sino que solamente, cambia la forma de cálculo tarifario aplicable.”

En esta línea, la metodología tarifaria vigente está sustentada en bandas tarifarias, según el apartado 2 del Marco Técnico de la resolución RJD-0021-JD-2022, señala lo siguiente:

“[...]”

2.1 Opciones de enfoques y conceptos regulatorios

[...]”

iii. Determinación de una banda de precios tarifarios (Híbrido de tasa de retorno y precios tope):

De los anteriores modelos se pueden crear híbridos, siguiendo los enfoques teóricos de determinación de precios descritos anteriormente.

En el informe IN-0019-CDR-2021, análisis de posiciones presentadas en la audiencia pública de la propuesta de “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)”, se recomienda acoger los argumentos identificados con los numerales 8.2 y 8.4 del ICE, de tal forma que se replantee la propuesta de metodología a un modelo más flexible que incentive la eficiencia en las tarifas del sector de generación privada, por lo que la aplicación de un modelo mixto parecido a lo implementado en los otros grupos de plantas que componen el sector (generadores privados nuevos hidroeléctricos, eólicos y solares), es lo que se analizará en adelante para respaldar una propuesta de cambio de la metodología de fijación de tarifas a plantas que hayan renovado o renueven contratos de compra- venta de electricidad con el ICE.

En el caso particular, existen condiciones para que el precio específico a pagar por parte del ICE a los generadores privados, se establezca dentro de una banda tarifaria establecida por Aresep, ya que son plantas que han tenido dos o más contratos con ese instituto, se cuenta con información de costo de dichas plantas que están estandarizados bajo el mecanismo de Contabilidad Regulatoria y que son públicos. Por lo cual, al existir una negociación directa entre el comprador del servicio, el ICE y el vendedor, generadores privados, de llegarse a un acuerdo, sería por conveniencia de todos los interesados (incluidos los usuarios del servicio) y donde las partes puedan definir las condiciones de compra-venta; teniendo en cuenta que las cantidades están delimitadas por ley, como en el caso de la potencia, o bien son acordadas en el contrato (energía disponible y entregada).

Para el establecimiento de una banda tarifaria es necesario definir los niveles tarifarios máximo y mínimo, los cuales se pueden establecer considerando un valor puntual (costos mínimos, costos máximos, inversión mínima, inversión máxima, tarifa promedio, etc.) o mediante análisis de dispersión de datos respecto a los promedios (desviaciones estándar).

Además en este caso, debe tenerse en cuenta la cuota y posición de mercado de los agentes, en donde el comprador ICE, cuenta con un poder monopsonico sobre la compra, de forma tal, que el nivel mínimo debe ser lo suficiente para que el prestador del servicio o generador privado pueda al menos obtener el costo de operación y mantenimiento, cubriendo así el equilibrio financiero del operador y sea tomado en cuenta al firmar un contrato, de modo que se cumplan los principios regulatorios, pero que a la vez sea lo suficientemente atractivo para que el ICE optimice sus compras de energía eléctrica, esto es que utilice mecanismos de contratación que den señales de precio eficientes y que sean acorde con las necesidades nacionales de energía según el momento del año y según el tipo de fuente.

En caso de obtenerse un acuerdo dentro de la banda establecida, es porque a ambas partes les resulta conveniente y de ningún modo podría alegarse poder monopsonio de parte del ICE o desequilibrio financiero. Por lo que se podría indicar que una banda de precios da suficiente flexibilidad para que las partes negocien tarifas, lo que no da en una tarifa única para todo el sector, y buscar más eficiencias en el proceso, pero considerando las particularidades de cada actor involucrado en ese acuerdo.

Además de los análisis descritos, a la hora de decidir sobre la recontractación de los contratos, deberán de observarse otro tipo de interrogantes como lo son: la necesidad real de extender los contratos de conformidad con la oferta disponible de generación en el SEN, para cumplir con las políticas públicas establecidas a nivel nacional, así como el costo beneficio de éstos y la revisión de las proyecciones e indicaciones de los participantes, así como, su impacto en el sistema eléctrico.”

2. Información contable proveniente de la Contabilidad Regulatoria

En relación con el uso de información obtenida de contabilidad regulatoria, de conformidad con lo dispuesto en la RIE-132-2017 y la RE-0060-IE-2021, información con corte a diciembre 2021, la IE recibió y validó, en el marco del proceso de seguimiento realizado para tales efectos, la información aportada las 7 plantas hidroeléctricas existentes que componen el sector, las cuales respondieron en forma, fondo y tiempo.

En este contexto, una vez completado el proceso de valoración y análisis técnico de la información aportada, esta información fue utilizada como insumo en el cálculo de las variables metodológicas de costos de explotación, inversión y apalancamiento, cuyo detalle se presenta más adelante en el apartado correspondiente a cada variable. La información aportada por las empresas fue presentada según el siguiente detalle:

- ✓ *El 27 de abril de 2022, la empresa Suerkata S.R.L., remite a la IE la información de contabilidad regulatoria correspondiente al periodo 2021. (folios 47 y 374 al 375 del OT-034-2022).*
- ✓ *El 29 de abril de 2022, la empresa Caño Grande S.A., remite a la IE la información de contabilidad regulatoria correspondiente al periodo 2021. La empresa solicita confidencialidad de la información. (folios 258 al 286 del OT-034-2022).*
- ✓ *El 29 de abril de 2022, la empresa El Embalse S.A., remite a la IE la información de contabilidad regulatoria correspondiente al periodo 2021. La empresa solicita confidencialidad de la información. (folios 200 al 228 del OT-034-2022).*
- ✓ *El 29 de abril de 2022, la empresa Hidrovenecia S.A., remite a la IE la información de contabilidad regulatoria correspondiente al periodo 2021. La empresa solicita confidencialidad de la información. (folios 229 al 257 del OT-034-2022).*
- ✓ *El 04 de mayo de 2022, la empresa Doña Julia, remite a la IE la información de contabilidad regulatoria correspondiente al periodo 2021. (folios 374 al 375 del OT-034-2022).*
- ✓ *El 20 de mayo de 2022, la IE por medio de los oficios AP-0006-IE-2022, AP-0007-IE-2022, le solicita la entrega de la contabilidad regulatoria del periodo 2021 conforme la resolución RE-0060-IE-2021, respectivamente a las empresas Vara Blanca S.A. (folios 66 al 70 del OT-034-2022) y Suerkata S.R.L., (folios 71 al 75 del OT-034-2022).*
- ✓ *El 26 de mayo de 2022, por medio del oficio OF-0338-IE-2022 (sic) la IE solicita información aclaratoria a la empresa Caño Grande S.A., y la empresa brindó la información solicitada el 09 de junio de 2022. (folios 258 al 286 del OT-034-2022).*
- ✓ *El 26 de mayo de 2022, por medio del oficio OF-0339-IE-2022 (sic) la IE solicita información aclaratoria a la empresa El Embalse S.A., y la empresa brindó la información solicitada el 09 de junio de 2022. (folios 200 al 228 del OT-034-2022).*

- ✓ *El 29 de abril de 2022, la empresa Hidrovenecia S.A., remite a la IE la información de contabilidad regulatoria correspondiente al periodo 2021. (folios 229 al 257 del OT-034-2022).*
- ✓ *El 26 de mayo de 2022, por medio del oficio OF-0342-IE-2022 la IE solicita información aclaratoria a la empresa Doña Julia S.R.L., y la empresa brindó la información solicitada el 09 de junio de 2022. (folios 96 al 100 y del 374 al 375 del OT-034-2022).*
- ✓ *El 31 de mayo de 2022, la empresa Hidroeléctrica Río Lajas S.A., remite a la IE la información de contabilidad regulatoria correspondiente al periodo 2021. (folios 713 al 714 del OT-034-2022).*
- ✓ *El 31 de mayo de 2022, la IE le solicitó por medio del OF-0363-IE-2022 al Centro Nacional de Control de Energía (CENCE), la actualización de información sobre la capacidad de placa de los generadores privados y horas en operación de las plantas, información suministrada por dicha entidad por medio del oficio 0810-362-2022 del 15 de junio de 2022. (folios 374 al 375 del OT-034-2022).*
- ✓ *El 02 de junio de 2022, la empresa Suerkata S.R.L. en respuesta al AP-0007-IE-2022, remite la información de contabilidad regulatoria correspondiente al periodo 2021. (folios 374 al 375 del OT-034-2022).*
- ✓ *El 06 de junio de 2022, por medio del oficio OF-0375-IE-2022 la IE solicita información aclaratoria a la empresa Suerkata S.R.L., y la empresa brindó la información solicitada el 20 de junio de 2022. (folios 374 al 375 del OT-034-2022).*
- ✓ *El 08 de junio de 2022, la empresa Hidroeléctrica Río Lajas S.A., remite a la IE la información de contabilidad regulatoria aclaratoria correspondiente al periodo 2021. (folios 713 al 714 del OT-034-2022).*
- ✓ *El 14 de junio de 2022, por medio del oficio OF-0405-IE-2022 la IE solicita información aclaratoria a la empresa Hidroeléctrica Río Lajas S.A., y la empresa brindó la información solicitada el 24 de junio de 2022. (folios 713 al 714 del OT-034-2022).*
- ✓ *El 15 de junio de 2022, la empresa Matamoros S.A., remite a la IE la información de contabilidad regulatoria aclaratoria correspondiente al periodo 2021. (folios 713 al 714 del OT-034-2022).*
- ✓ *El 28 de junio de 2022, mediante la resolución RE-0044-IE-2022, la IE, resuelve acoger parcialmente la solicitud de confidencialidad de la información presentada por la empresa El Embalse (folios 287 al 315 y del 372 al 373 del OT-034-2022).*

- ✓ *El 28 de junio de 2022, mediante la resolución RE-0045-IE-2022, la IE, resuelve acoger parcialmente la solicitud de confidencialidad de la información presentada por la empresa Hidrovenecia (folios 316 al 343 y del 372 al 373 del OT-034-2022).*
- ✓ *El 28 de junio de 2022, mediante la resolución RE-0046-IE-2022, la IE, resuelve acoger parcialmente la solicitud de confidencialidad de la información presentada por la empresa Caño Grande (folios 344 al 371 y del 372 al 373 del OT-034-2022).*
- ✓ *El 4 de julio de 2022, por medio del oficio OF-0473-IE-2022 la IE solicita información aclaratoria a la empresa Hidroeléctrica Río Lajas S.A., y la empresa brindó la información solicitada el 15 de julio de 2022. (folios 713 al 714 del OT-034-2022).*
- ✓ *El 5 de julio de 2022, por medio del oficio OF-0476-IE-2022 la IE solicita información aclaratoria a la empresa Matamoros S.A., y la empresa brindó la información solicitada el 26 de julio de 2022. (folios 713 al 714 del OT-034-2022).*
- ✓ *El 19 de agosto de 2022, por medio del oficio OF-0645-IE-2022 la IE solicita información aclaratoria a la empresa Hidroeléctrica Río Lajas S.A., y la empresa brindó la información solicitada el 29 de agosto de 2022. (folios 713 al 714 del OT-034-2022).*
- ✓ *El 29 de agosto de 2022, por medio del oficio OF-0668-IE-2022 la IE solicita información aclaratoria a la empresa Hidroeléctrica Matamoros S.A., y la empresa brindó la información solicitada el 02 de setiembre de 2022. (folios 713 al 714 del OT-034-2022).*
- ✓ *El 24 de octubre de 2022, por medio del oficio OF-0870-IE-2022 la IE solicita información aclaratoria a la empresa Hidroeléctrica Matamoros S.A., y la empresa brindó la información solicitada el 26 de octubre de 2022. folios 713 al 714 del OT-034-2022.*
- ✓ *El 24 de octubre de 2022, por medio del oficio OF-0869-IE-2022 la IE solicita información aclaratoria a la empresa Hidrovenecia S.A., y la empresa brindó la información solicitada el 26 de octubre de 2022. folios 713 al 714 del OT-034-2022.*
- ✓ *El 24 de octubre de 2022, por medio del oficio OF-0871-IE-2022 la IE solicita información aclaratoria a la empresa Suerkata S.R.L., y la empresa brindó la información solicitada el 26 de octubre de 2022. (folios 713 al 714 del OT-034-2022).*
- ✓ *El 31 de octubre de 2022, por medio del oficio OF-0897-IE-2022 la IE solicita información aclaratoria a la empresa Suerkata S.R.L. y la fecha de emisión del presente informe la empresa no ha remitido respuesta (folios 715 al 716 del OT-034-2022).*

Cabe destacar que la información incluida en la Contabilidad Regulatoria es pública y consta para efectos de consulta en el expediente OT-034-2022, además, dicha información es incluida en el anexo 17 “Información de contabilidad regulatoria” del presente informe.

3. Aplicación anual de oficio de la metodología

En este apartado se presenta el detalle de la aplicación de 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)”, según lo establecido en la resolución RE-0021-JD-2022.

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

3.1 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 (TTf):

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

Tarifa piso (TPf):

$$TP_f = \frac{(Ca_f - 3\sigma) + (I_f * Xu_f * Ke_f)}{(H_f * Fp_f)}$$

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.
- 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 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 tres desviaciones estándar, calculando el piso para el grupo de plantas hidroeléctricas a las que le aplica la metodología, 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)	4811,94	4811,94	4811,94
Costo Explotación (\$/kW)	44,99	158,48	196,31
Factor de utilización remanente	39,16%	39,16%	39,16%
Rentabilidad	8,67%	8,67%	8,67%
Horas en operación	5019,22	5019,22	5019,22
Factor de Planta	100,00%	100,00%	100,00%
Precio \$/kWh	0,04152	0,06413	0,07167

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.

3.2 Cálculo de las variables del modelo

3.2.1 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_i = Costo de explotación unitario de la planta i.

CaTi =

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

Pconi = *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 2021.

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-034-2022, 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., Tapezco S.A. y Río Lajas S.A.

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-0735-IE-2022 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 713 al 714 del OT-034-2022).

Se destaca que se consideró la información adicional presentada por Doña Julia S.R.L. a la audiencia pública de hidroeléctricas nuevas, ET-060-2022 (según consta en los folios 717 y 719 del OT-034-2022).

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 **€5.245.122,43**, de acuerdo con la información presentada por la empresa disponible en el OT-034-2022 (folio 286) 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
Servicios de medición punto de conexión (ICE)	224 400,00	Se excluye factura 90005399, por un monto de 224400, debido a que corresponde a un gasto del mes de diciembre 2020.
Cable	161 862,42	Gasto no justificado por la empresa como necesario para el servicio público, según inciso b art. 32.
Proyección comunitaria	46 028,62	Gasto no necesario para el servicio público según el art. 32 inciso b.
Decimotercer mes	1 113,18	Se contempla un 8,33% del total de sueldos para cargos fijos.
Útiles de oficina y papelería	50 016,49	Se excluye un monto de 52206,8 que según facturas corresponde a impuestos de captación.
Viáticos, kilometraje, parqueos y peajes	1 486,73	Según facturas corresponde a alimentos por lo que es un gasto no necesario para el servicio público según el art. 32 inciso b.
Gastos de alimentación personal y Junta Directiva	124 311,08	Según facturas se excluyen gastos por alimentación por ser no necesarios para el servicio público según el art. 32 inciso b.
Proyección comunitaria	390 885,35	Gasto no necesario para el servicio público según el art. 32 inciso b.
Otros menores	85,27	Se excluye ante la falta de justificación como gasto para el servicio público.
Multas o recargos moratorios por impuestos	299,00	Gasto no necesario para el servicio público según el art. 32 inciso b.
Cuotas y suscripciones	2 244 634,29	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.
Otros gastos varios	1 100 000,00	Gasto no necesario para el servicio público según el art. 32 inciso b.
Total	5 245 122,43	

El Embalse S.A.: Se excluyen gastos por un total de **€4.283.464,11**, de acuerdo con la información presentada por la empresa disponible en el OT-034-2022 (folio 228) 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
Servicios de medición punto de conexión (ICE)	112 200,00	Se excluye factura No 0090005398 correspondiente a los servicios de medición de diciembre 2020 por un monto de 112200. El análisis de gastos corresponde al período de enero a diciembre 2021.
Cable	30 886,86	Gasto no necesario para el servicio público según el art. 32 inciso b.
Decimotercer mes	1 019,27	Se contempla un 8,33% del total de sueldos para cargos fijos.
Gastos de alimentación personal y Junta Directiva	115 500,00	Según facturas se excluyen gastos por alimentación por no ser necesarios para el servicio público según el art. 32 inciso b.
Proyección comunitaria	37 787,61	Gasto no necesario para el servicio público según el art. 32 inciso b.
Otros menores	196,59	Se excluye ante la falta de justificación como gasto para el servicio público.
Cuotas y suscripciones	1 854 873,78	Gasto no necesario para el servicio público según el art. 32 inciso b.
Otros gastos varios	2 131 000,00	Gasto no necesario para el servicio público según el art. 32 inciso b.
Total	4 283 464,11	

Hidrovenecia S.A.: *Se excluyen gastos por un total de ¢2.983.321,95, de acuerdo con la información presentada por la empresa disponible en el OT-034-2022 (folio 257) 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
Servicios de medición punto de conexión (ICE)	112 200,00	Se excluye factura No 0090005400 correspondiente a los servicios de medición de diciembre 2020 por un monto de 112200. El análisis de gastos corresponde al período de enero a diciembre 2021.
Menaje de comedor	12 469,03	Gasto no necesario para el servicio público según el art. 32 inciso b.
Decimotercer mes	1 024,44	Se contempla un 8,33% del total de sueldos para cargos fijos.
Gastos de alimentación personal y Junta Directiva	126 320,08	Según facturas se excluyen gastos por alimentación por ser no necesarios para el servicio público según el art. 32 inciso b.
Proyección comunitaria	71 071,21	Gasto no necesario para el servicio público según el art. 32 inciso b.
Otros menores	805,42	Se excluye ante la falta de justificación como gasto para el servicio público.
Multas o recargos moratorios por impuestos	21 774,00	Gasto no necesario para el servicio público según el art. 32 inciso b.
Cuotas y suscripciones	2 637 657,77	Gasto no necesario para el servicio público según el art. 32 inciso b.
Total	2 983 321,95	

Compañía Hidroeléctrica Doña Julia S.A.: Se excluyen gastos por un total de ¢ 54 044 514,37, de acuerdo con la información presentada por la empresa disponible en el OT-034-2022 (folios 374 al 375) 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
Contribuciones y cargas sociales (CCSS)	1 857 071,83	Se considera el porcentaje de cargas sociales aplicable a 2021.
Materiales eléctricos	693 771,42	Comprobantes no coinciden, no se brinda justificación detallada. Solo se respalda 42.852,94, por lo que se excluye el resto según el art. 32 y art. 33 de la Ley 7593.
Servicios ingenieriles mantenimiento obra civil	7 862,29	Se considera el gasto según detalle brindado por la empresa en la documentación soporte, por lo que se excluye el resto según el art. 32 y art. 33 de la Ley 7593.
Servicios de operación y mantenimiento de la planta	14 544 681,63	De acuerdo con información presentada por la empresa, se considera el monto de ¢517 288 337,78 por concepto de este gasto, ya que es sobre el cuál tiene certeza razonable de su confiabilidad contra facturas y documentación respaldo para ser considerado en el cálculo tarifario como necesario para el servicio público, según el inciso b, artículo 32 y artículo 33.
Servicios legales	3 809 786,76	Según argumentos presentados en la audiencia pública en la fijación hidroeléctricas nuevas ET-060-2022 y por la incerteza que se presenta entre el monto registrado por la empresa y lo indicado en su información respaldo, se procede a reconocer en el cálculo tarifario, el monto respaldado por facturas de ¢23.347.254,93, lo anterior según artículo 32 y 33 de la Ley 7593.
Servicios de asesoría y consultoría financieras y fiscales	738 060,00	Se excluye la asesoría fiscal, ya que se reconoce un monto por administración de la planta, por lo que se considera desproporcionado según el inciso d art. 32.
Servicios de transporte y acarreo (aéreo y terrestre)	1 526,55	Se considera el gasto según lo indicado en la factura soporte, según el artículo 32 y 33 de la Ley 7593.
Alquileres	327 258,61	Cotejado según facturas (se indica que se adjunta la totalidad), en documentación se duplica 1 factura, se excluye depósito que según la empresa indica es destinado al IVA, según art. 32 inciso b.
Seguro médico privado	2 918 144,47	Gasto no necesario para el servicio público, según inciso b y d artículo 32, ya que se reconoce el seguro social de la CCSS y el seguro de riesgos de trabajo.
Seguro línea de transmisión	495 716,07	Se considera el gasto según amortización mensual brindada por la empresa en la documentación soporte, lo anterior según artículo 32 y 33 de la Ley 7593.
Útiles de oficina y papelería	98 469,33	Se considera el monto indicado en la justificación y facturas, lo anterior según artículo 32 y 33 de la Ley 7593.
Otros Gastos Diversos	957 679,73	No se considera debido a que la empresa no justificó este gasto a la luz del art. 33 de la Ley 7593.
Atención a personal	254 211,60	No se considera debido a que la empresa no justificó este gasto a la luz del art. 33 de la Ley 7593.
Materiales mantenimiento equipo de cómputo	2 654,88	No se presentó justificación sobre este gasto, se excluye según el art. 32 inciso b y art. 33 de la Ley 7593.
Materiales mantenimiento y reparación líneas transmisión	135 768,59	Se considera el monto justificado por la empresa y cotejado contra facturas, lo anterior según artículo 32 y 33 de la Ley 7593.
Otras multas y/o sanciones	177 073,75	Gasto no tarifario según la metodología tarifaria y el art. 32 inciso b.
Otros gastos varios	27 024 776,87	Gasto no tarifario según la metodología tarifaria y el Reglamento a la Ley 7200, que indica que no se contemplan los rubros de tipo gasto financiero.
Total	54 044 514,37	

Suerkata S.R.L.: Se excluyen gastos por un total de ¢32.401.403,50, de acuerdo con la información presentada por la empresa disponible en el OT-034-2022 (folios 374 al 375) 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
Sueldos operación de la planta	563 747,60	Se considera el monto proporcional sobre el total de salarios reportados por la empresa en las facturas a la CCSS, tomando en cuenta que no presentó la de agosto, por lo que ese mes se calculó sobre un promedio de los demás meses.
Seguros Pólizas Vida-empleados	1 227 541,02	Se excluye este gasto debido a que ya se reconoce la póliza de riesgos de trabajo, por lo que según la justificación brindada por la empresa se considera desproporcionado en relación con un gasto normal de actividades equivalentes, según el inciso d, art 32 de la Ley 7593.
Gastos Comedor Empleados	991 810,67	Se excluye el gasto por considerarse no necesario para la prestación del servicio según el inciso b del artículo 32, Ley 7593.
Mant.y rep.Edif.Instalaciones personal	103 736,79	Se considera el monto proporcional sobre el total de salarios reportados por la empresa en las facturas a la CCSS, tomando en cuenta que no presentó la de agosto, por lo que ese mes se calculó sobre un promedio de los demás meses.
Mant.y rep.de Finca personal	25 088,39	Se considera el monto proporcional sobre el total de salarios reportados por la empresa en las facturas a la CCSS, tomando en cuenta que no presentó la de agosto, por lo que ese mes se calculó sobre un promedio de los demás meses.
Salarios Administrativos	306 223,22	Se considera el monto proporcional sobre el total de salarios reportados por la empresa en las facturas a la CCSS, tomando en cuenta que no presentó la de agosto, por lo que ese mes se calculó sobre un promedio de los demás meses.
Víctor MI.Arias Quirós	3 850 000,00	Este gasto se excluye, ya que la empresa no presentó el detalle de salarios por puesto solicitado por Aresep por medio del oficio OF-0375-IE-2022, ni justificaciones claras del gasto presentado en salarios administrativos, por lo que no es posible verificar si en lo salarios administrativos pagados se encuentran labores financieras o contables que al ser reconocidas, no deban reconocerse en otro rubro adicional, por considerarse desproporcionado, por lo que según el inciso d, art 32 se procede a excluirlo.
Orietta Susana Arias López	351 668,50	Se excluye este gasto ya que la empresa no es clara en su justificación, por lo que no se identifica 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.
Fernando Alonso Rojas Conejo	1 000 000,00	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.
Jaime Chávez Chacón	384 615,38	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.
ECOINGENIERIA S.A	1 848 180,00	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 TV-Claro	907 141,71	Se excluyen estos gastos por no ser necesarios para la prestación del servicio público, según inciso b del artículo 32 de la Ley 7593.
Servicio de Agua AyA	166 794,98	Se excluye este gasto ya que en la cuenta 5.1.1.05 se reconoce un gasto por servicio de agua, que según indica la empresa, es de la misma naturaleza y no justifica de manera detallada, por lo que según el inciso d del artículo 32 se excluye este gasto.
Donaciones	481 858,42	Se excluye este gasto por considerarse no necesario para el servicio público, según el inciso b, artículo 32.
Gastos Costo IVA	559 925,25	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 prorrata, 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	31 168,32	Se excluye este gasto ya que la empresa no se refiere en su justificación a si es o no necesario para 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.
Canon de regulación	24 014,95	Se considera el monto cancelado para 2021, según correo del 22-6 del área de Finanzas de Aresep.
Otros gastos operacionales	281 714,00	Se excluye este gasto ya que la empresa no se refiere en su justificación a si es o no necesario para 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.
Gastos proyecto autoconsumo	8 418 485,57	Se excluyen estos gastos por no ser necesarios para la prestación del servicio público, según inciso b del artículo 32 de la Ley 7593.
Gastos actividad ganadera	10 000 000,00	Se excluyen estos gastos por no ser necesarios para la prestación del servicio público, según inciso b del artículo 32 de la Ley 7593.
Ajustes de Auditoria	384 131,24	Se excluyen estos gastos por no ser necesarios para la prestación del servicio público, según inciso b del artículo 32 de la Ley 7593.
Gastos Periodos Anteriores	120 099,83	Se excluyen estos gastos por no ser necesarios para la prestación del servicio público, según inciso b del artículo 32 de la Ley 7593.
Gastos IVA no Aceptados	142 357,66	Se excluyen estos gastos por no ser necesarios para la prestación del servicio público, según inciso b del artículo 32 de la Ley 7593.
Impuesto a Sociedades	231 100,00	Se excluyen estos gastos por no ser necesarios para la prestación del servicio público, según inciso b del artículo 32 de la Ley 7593.
Total	32 401 403,50	

Matamoros S.A.: Se excluyen gastos por un total de ¢ 4.418.130,36, de acuerdo con la información presentada por la empresa disponible en el OT-034-2022 (folios 258 al 256) 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
Decimotercer mes (aguinaldo)	1 096 551,04	Se considera el monto proporcional considerando el porcentaje de 8,33% sobre el total de salarios
Contribuciones y cargas sociales (CCSS)	575 863,54	Se considera el monto proporcional sobre el total de salarios reportados por la empresa en las facturas a la CCSS, tomando en cuenta el monto reportado en el oficio EEMSA-C-2022-060
Servicios de análisis de laboratorio	6 356,13	Se considera el monto cotejado en las facturas presentadas por la empresa
Decimotercer mes (aguinaldo)	628 858,90	Se considera monto presentado por la empresa en documentación soporte.
Mantenimiento de Equipo y Herramientas	58 017,70	Se considera el monto cotejado en las facturas presentadas por la empresa
Bonificaciones al personal (incluye gerencial)	508 132,74	Se excluye este gasto por no ser justificado por la empresa para considerarlo necesario para el servicio público al amparo del artículo 32 de la Ley 7593.
Decimotercer mes (aguinaldo)	26 343,32	Se considera el monto de aguinaldo calculado según porcentaje de 8,33%
Servicios de asesoría y consultoría financieras y fiscales	1 373 678,50	Se excluyen estos gastos por ser desproporcionados y por ende no ser necesarios para la prestación del servicio público, según inciso b y d del artículo 32 de la Ley 7593, debido a que se reconoce la partida de servicios administrativos y contables en la cuenta 5.2.1.03, que contempla servicios contables.
Gastos de representación	30 177,21	Se excluye este gasto por no ser justificado por la empresa para considerarlo necesario para el servicio público al amparo del artículo 32, inciso b y artículo 33 de la Ley 7593.
Publicidad y mercadeo	114 151,27	Se excluye este gasto por no ser justificado por la empresa para considerarlo necesario para el servicio público al amparo del artículo 32, inciso b y artículo 33 de la Ley 7593.
Total	4 418 130,36	

Río Lajas S.A.: Se excluyen gastos por un total de ¢ 88.739.108,24 de acuerdo con la información presentada por la empresa disponible en el OT-034-2022 (folios 258 AL 256) 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	3 949 210,74	Se excluye el gasto por ser no necesario para la prestación del servicio según el inciso b del artículo 32, Ley 7593.
Gratificación al personal	4 823 730,50	Se excluye el gasto por ser no necesario para la prestación del servicio según el inciso b del artículo 32, Ley 7593.
Reconstrucción de daños	151 272,00	Se considera el monto según facturas aportadas como documentación por la empresa.
Honorarios Profesionales	11 900 000,00	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	49 366 192,27	Se excluye el gasto por bonificaciones por ser desproporcionado y no necesario para la prestación del servicio según el inciso b y d del artículo 32, Ley 7593.
Honorarios Profesionales	3 501 747,27	La empresa justifica que no presenta estados financieros auditados porque la hidroeléctrica no audita sus estados financieros propios de la actividad, sino que participan en la corporativa, por ende, debido a que no se presentaron los estados financieros auditados del servicio público, no procede reconocer gasto por este concepto dentro de la tarifa del servicio público, según el inciso b del artículo 32 de la Ley 7593.
Gastos médicos	5 051 470,64	Se excluye el gasto por no ser necesario para la prestación del servicio según el inciso b del artículo 32, Ley 7593.
Afiliaciones y Suscripciones	9 639 651,00	Se excluye el gasto por no ser necesario para la prestación del servicio según el inciso b del artículo 32, Ley 7593.
Canon de regulación	92 209,82	Se considera monto cotejado con información del área Financiera de Aresep, correo del 27-06-2022
Materiales	263 624,00	Se excluye el gasto por no ser justificado por la empresa como necesario para la prestación del servicio según el inciso b del artículo 32 y artículo 33, Ley 7593.
Total	88 739 108,24	

Una vez obtenidos los valores anteriores de costos totales por planta (**CaT_i**), se divide cada dato entre la potencia contratada correspondiente a cada planta para obtener el costo de explotación unitario (**Ca_i**), y se convirtieron dichos valores (que estaban en colones por kW) a la divisa de dólares estadounidenses dividiendo por el Tipo de Cambio de Venta de Referencia del BCCR del 15 de diciembre 2022, fecha de celebración de la Audiencia Pública, de acuerdo a la metodología y al acuerdo de Junta Directiva AC-004-015-2004 que establece lo siguiente:

b) Encargar a la Reguladora General para que instruya a las Direcciones Técnicas para que incluyan como parte de sus metodologías de cálculo tarifario los siguientes procedimientos:

- Actualizar a la fecha de celebración de la audiencia pública las siguientes variables: Salarios mínimos, Tipo de cambio de venta del dólar de los Estados Unidos de América con respecto al colón y precio de los combustibles.

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 2021, es decir a diciembre 2021, 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, 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_f** = Costo de explotación promedio para cada grupo de plantas.
Ca_i = 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 calcular el procedimiento del promedio simple considerando todas las plantas.

Por tanto, el costo de anual de explotación (C_a) resultante del procedimiento descrito anteriormente para una planta privada hidroeléctrica existente es de 158,48 US\$ por kW (ver Anexo 1).

3.2.2 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:

$$I_i = \frac{IT_i}{P_{con_i}}$$

- 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*
P_{coni} = 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, consideran las 8 plantas existentes hidroeléctricas existentes con contrato con el ICE vigente, que remitieron esta información dentro del proceso de contabilidad regulatoria de 2021 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-0735-IE-2022 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 712 y 713 del OT-034-2022).

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., Tapezco S.A y Río Lajas S.A.

Los costos de inversión de las plantas (***IT_i***) 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 2021 (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 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 (I_r).

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 7 de las 8 plantas según los datos obtenidos, ya que se excluye la planta Tapezco S.A. al obtenerse un valor extremo para el límite inferior.

Así las cosas, el costo de inversión promedio ponderado que resulta de seguir el método de cálculo descrito es de \$ 4 811,94 por kW (ver anexo 2).

3.2.3 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:

$$Vof = \frac{\sum_{i=1}^n Voi}{n}$$

En donde:

Vof = Vida en operación promedio del grupo de plantas (años).

Voi = 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 (**Voi**) 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:

Voi = 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 (**Vof**) se calcula como un promedio simple de las vidas en operación promedio de las diferentes plantas.

Nota: el periodo máximo a considerar para Voi 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 27,04 años y un factor de vida remanente promedio de 39,16% (ver anexo 3).

3.2.4 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:

K_e = Rentabilidad sobre los aportes de capital propio.

K_L = 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.

β_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:

β_a = Beta apalancada.

β_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.

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 (K_L): 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 1,94% (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 5,04% (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/ctryprem.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 4,98% (ver Anexo 6).

- *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 hidroeléctrica, derivada de la contabilidad regulatoria o la que esté disponible en la Autoridad Reguladora. Lo anterior según la resolución RE-0021-JD-2022.*
- *En este caso la relación entre deuda y capital propio, de las plantas de tipo hidroeléctrico existentes da como resultado 3,10% (ver Anexo 8).*
- *Beta desapalancada: Para el valor de la beta desapalancada (β_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. Se promedian los datos de los últimos 5 años. Para este caso el valor obtenido de beta desapalancada es de 0,3303 (ver Anexo 7). Al apalancarlo de acuerdo con lo dispuesto en la metodología tarifaria, da como resultado un nivel de beta apalancado de 0,3375.*

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 8,63% (ver anexo 9).

3.2.5 Expectativas de venta

3.2.5.1 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 (**Fpf**).*

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:

Fp_{i,a} = Factor de planta de cada planta *i* en cada año *a*.

Eg_{i,a} = Cantidad de energía en kWh que cada planta *i* generó en cada año. **Pcon_{i,a}** = Potencia contratada en kW, para cada planta *i* en cada año *a*.

H_{i,a} = 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_a = Factor de planta promedio anual para cada grupo de plantas.

Fp_{i,a} = 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_f = 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 (2017-2021). (Anexo 10).

En lo correspondiente a la información sobre la cantidad de energía generada por planta y la capacidad contratada por el ICE, se utilizó la información de los informes anuales¹ para el 2017 e informes mensuales² para el 2018, 2019, 2020 y 2021 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 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.

3.2.5.2 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:

¹

https://apps.grupoice.com/CenceWeb/CenceDescargaArchivoMes.jsf?init=true&categoria=3&codigoTipoArchivo=3007&fecha_inic=ante

²

https://apps.grupoice.com/CenceWeb/CenceDescargaArchivoMes.jsf?init=true&categoria=3&codigoTipoArchivo=3007&fecha_inic=ante

“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_{ia} = Cantidad de horas en que cada planta estuvo en operación entregando energía para la venta al ICE en cada año.

kWh_a = Kilowatts hora o energía vendida al ICE por cada planta *i* para cada año *a*.

P_{con_{ia}} = 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 (2017 a 2021), 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 5019,22 horas (Anexo 11).

3.2.6 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\$ 37,83 por kW (ver Anexo 12).
- b. El límite superior se establece como el costo de explotación promedio actualizado más la desviación estándar, es decir $US\$ 158,48 + US\$ 37,83 \text{ por kW} = US\$ 196,31$ por kW (ver Anexo 12).
- c. El límite inferior se establece como el costo de explotación promedio actualizado menos 3 desviaciones estándar, es decir $US\$ 158,48 - 3 * US\$ 37,83 \text{ por kW} = US\$ 44,99$ 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.

3.2.7 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
Cálculo de la banda tarifaria para plantas hidroeléctricas existentes

Variab les	M inimo	P romedio	M áximo
Inversión (\$/kW)	4811,94	4811,94	4811,94
Costo Explotación (\$/kW)	44,99	158,48	196,31
Factor de utilización remanente	39,16%	39,16%	39,16%
Rentabilidad	8,67%	8,67%	8,67%
Horas en operación	5019,22	5019,22	5019,22
Factor de Planta	100,00%	100,00%	100,00%
Precio \$/kWh	0,04152	0,06413	0,07167

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

4. Estructura Tarifaria

Según 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 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.

5. 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.

[...]

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 5019,22; la rentabilidad es del 8,67%; el costo de explotación es de 158,48 US\$ por kW y el costo de inversión promedio es de 5019,22 US\$ por kW.*

2. *A partir de la actualización de las variables que integran la metodología tarifaria para plantas de generación privada hidroeléctricas existentes, se obtiene una banda inferior (límite inferior) de US\$ 0,04152 por kWh y una banda superior (límite superior) de US\$ 0,07167 por kW.*

[...]

- II. Que, en cuanto a la audiencia pública, del informe IN-0004-IE-2023 citado, conviene extraer lo siguiente:

[...]

De acuerdo con el oficio IN-0927-DGAU-2022 del 21 de diciembre de 2022, correspondiente al informe de oposiciones y coadyuvancias (folios 247 al 249) y el acta de audiencia AC-0636-DGAU-2022 remitida por la Dirección General de Atención al Usuario (folios 250 al 268), se admitieron 8 oposiciones.

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

1. **Oposición: Hidroeléctrica Río Lajas Sociedad Anónima**, cédula jurídica número 3-101-086930, representada por el señor Claudio Volio Pacheco, cédula de identidad número 1-0302-0793, en su condición de representante legal.

Observaciones: *Hace uso de la palabra en la audiencia pública. Presenta escrito (visible a folio 235, 242).*

Notificaciones: *Al correo electrónico: clvolio@hotmail.com, ruben@zamoracr.com*

Resumen:

I. Inseguridad jurídica & incumplimiento de la ley: *La empresa argumenta la inseguridad jurídica e incumplimiento de la Ley, indicando que la tarifa de las plantas de generación privada debe estar expresamente fijada, con lo cual, no puede quedar en manos de un tercero la determinación de la tarifa y menos aún sin determinar del todo como está sucediendo en este caso.*

Así mismo indica que la inseguridad jurídica y financiera a que se somete a HRL y a las demás plantas de generación privada con contrato vigente es inaceptable, por cuanto no existe una tarifa específica a la cual facturar la energía que se le va a vender al ICE.

II. Problema real de miles de dólares diarios: *La empresa opositora argumenta nuevamente la inseguridad jurídica mencionada en el apartado anterior, destacando que no es un tema teórico sino eminentemente práctico. Argumenta que la no existencia de un*

precio al cual facturar a partir del 16 de enero de 2023, implica que de los 164.460 kWh diarios promedio que puede generar HRL, según consta en el Anexo 16 de la fijación tarifaria, no existiría una tarifa a la cual facturar esa energía.

Adicionalmente, indica que se está ante un grave incumplimiento del artículo 14 de la Ley 7200 y el artículo 6 de la Ley 7593, puesto que la Aresep está obligada legalmente a definir la tarifa, sin embargo, indica que no lo está haciendo al establecer una banda tarifaria.

Petitoria:

En virtud de todo lo expuesto en la oposición, solicita se archive la presente fijación tarifaria, por cuanto está claro de las mismas comunicaciones de la Intendencia de Energía y del CDR que no se está contemplando en la presente fijación, una tarifa específica a ser aplicada a más tardar a partir del 16 de enero de 2023.

Respuesta:

Debido a que los argumentos anteriores están relacionados, se responderán en conjunto.

En primer lugar, se le aclara al opositor que en la propuesta llevada a audiencia pública por medio del informe IN-0140-IE-2022, se está dando cumplimiento a lo establecido en la metodología tarifaria vigente, que dispone que no se determine una tarifa puntual, sino que se calcule una banda con un límite superior e inferior, lo que implica que cualquier tarifa que este dentro de la banda definida por Aresep puede ser aplicable. En ese sentido, es importante precisar que, respecto a los límites de la banda, la metodología tarifaria establecida mediante la RE-0021-JD-2022, en su apartado “2 Alcance” indica:

“El límite superior de las bandas tarifarias (tarifa tope) se determinará considerando el costo de explotación promedio más una desviación estándar, calculando cada tope por grupo de plantas hidroeléctricas y eólicas respectivamente con la información correspondiente a cada fuente de generación por separado.

El límite inferior de las bandas tarifarias (tarifa piso) se determinará con base en el promedio de costo de explotación menos tres desviaciones estándar para cada grupo de plantas hidroeléctricas y eólicas respectivamente, a las cuales se pretende aplicar la metodología.”

Como se puede observar, la metodología tarifaria vigente, establece el mecanismo de cálculo para la determinación de ambos límites inferior y superior de la banda tarifaria, procedimiento que la IE aplicó en la propuesta llevada a audiencia pública mediante el IN-0140-IE-2022.

Lo anterior, es consistente con lo establecido en el artículo 20 del Reglamento al Capítulo I de la Ley N° 7200 "Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela" N° 37124-MINAET, que dispone lo siguiente sobre la facultad de Aresep de establecer bandas tarifarias:

“Artículo 20.- Tarifas. La ARESEP, de conformidad con lo dispuesto en la Ley No. 7593, fijará las tarifas que regirán la compra - venta de electricidad al amparo del Capítulo I de la Ley N° 7200 y sus reformas. Estas tarifas podrán ser establecidas por la ARESEP, para cada tipo de fuente de energía, con base en modelos de estructuras de costo desarrollados para considerar las condiciones particulares de plantas nuevas y eficientes. Asimismo, la ARESEP podrá establecer las tarifas para cada tipo de fuente de energía que aplicarán al renovar los contratos, con base en modelos desarrollados a partir de información estadística sobre la estructura de costos y el desempeño de las plantas existentes. Los Productores están obligados a presentar anualmente la información estadística y financiera que les solicite la ARESEP para estos propósitos, De lo contrario estarán sujetos a la aplicación de las sanciones que establece los artículos 24, 38 inciso g) y 41 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los servicios públicos, Ley No. 7593.

*Las tarifas, tanto para plantas nuevas como para las plantas existentes, **podrán ser fijadas bajo la modalidad de precio máximo, o de una banda con un precio máximo y un precio mínimo**, y podrán tener una estructura desagregada por épocas del año, horas del día, energía y potencia, definida de acuerdo con la evolución prevista de los costos del SEN.” Lo resaltado no corresponde al original.*

Además, es importante recalcar que el del Tribunal Contencioso Administrativo ha analizado la definición de un sistema de bandas tarifarias, específicamente en la Sección VI de Resolución N° 78-2016-IV, de las 08:20 horas del 7 de setiembre de 2016, en el que ha indicado:

“Este Tribunal entiende que la metodología del sistema de bandas creada por Aresep lo es para todo el sector industrial de generadores privados de energía, con lo cual se suprime la fijación tarifaria individual para cada empresa vendedora y se sustituye por una variedad de tarifas promedio para el sector a escogencia del vendedor, esto es generador privado. Dicho sistema de bandas, corresponde al ejercicio de la potestad discrecional técnica de la Aresep, con amparo en la ley y bajo el fundamento de estudios técnicos contenidos en las resoluciones que le dan vigencia a la metodología, por ende la fijación tarifaria del sector se estima que es conforme a derecho.”

Por lo anterior, se reconoce judicialmente la posibilidad de que la Aresep establezca un sistema de bandas tarifarias, quedando dentro de su potestad discrecional técnica la definición de este sistema cuando lo considere necesario. Al respecto, el Tribunal Contencioso Administrativo, mediante Resolución N° 78-2016-IV, de las 08:20 horas del 7 de setiembre de 2016, señaló lo siguiente:

“En criterio de este Tribunal la Aresep se encuentra facultada para elegir el método técnico para la fijación de un precio que garantice el servicio al costo y el equilibrio financiero del prestador del servicio público regulado. Se trata del ejercicio de una potestad discrecional técnica, sin que implique la delegación en otra institución pública del ejercicio de la competencia legal de fijación tarifaria, al amparo del artículo 31 de la Ley 7593.”

De tal manera, se demuestra que la definición de bandas tarifarias es un asunto propio de una decisión regulatoria de la Aresep, mismo que ha sido plenamente avalado por los Tribunales de Justicia.

En relación con lo argumentado por el opositor sobre de que la metodología establecida mediante la RE-0021-JD-2022, somete a una inseguridad jurídica y financiera a su planta y a las demás plantas con contratos vigentes, es necesario referirse a lo que establece la metodología tarifaria en su apartado “2 Alcance”:

*“Esta propuesta metodológica aplicará para la fijación ordinaria de las tarifas para la venta de energía eléctrica por parte de los generadores privados existentes (Ley 7200), **esto es aquellos que hayan renovado y que renueven contratos para la venta de energía con el ICE**, que posean las concesiones de servicio público y de explotación del recurso hídrico (cuando sea necesario) vigentes.*

*Esta metodología será de aplicación para las plantas de generación con fuerza hidráulica y con fuerza eólica **que tengan contratos renovados vigentes y que renueven contratos**, y utilizará información de ambas fuentes por separado para el cálculo de cada banda respectiva. Las tarifas que resulten de la aplicación de esta metodología aplicarán a las transacciones que surjan de los contratos renovados vigentes y la renovación de contratos entre el ICE y un generador privado al amparo del capítulo I de la Ley 7200.” Lo resaltado no corresponde al original.*

Se desprende del extracto anterior, que la metodología tarifaria establece expresamente que es aplicable a empresas que tengan contratos vigentes con el ICE, por lo que es importante aclararle al opositor que al ser la temática planteada de orden metodológico, el Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado (RIOF), en el artículo 17 inciso 1 establece, como parte del conjunto de funciones de las Intendencias, lo siguiente: “(...) 1.

Fijar los precios, tarifas y tasas de los servicios públicos bajo su competencia aplicando los modelos vigentes aprobados por Junta Directiva.” Mientras que, como parte de las funciones de la Junta Directiva, el mismo reglamento establece lo siguiente: “(...) 16. Aprobar las metodologías regulatorias que se aplicarán en los diversos sectores regulados bajo su competencia.”

No obstante, como material informativo se considera pertinente hacer referencia a lo indicado por el CDR en el Informe IN-0010-CDR-2022, mediante el cual brindó respuesta a las posiciones relacionadas con el tema de la aplicación de la metodología a contratos vigentes, en la audiencia pública de la metodología establecida mediante la RE-0021-JD-2022:

“Tal y como puede observarse, la propuesta de metodología tarifaria en cuestión, es explícita en cuanto a que ésta sería aplicable para los generadores privados que cuenten con un contrato vigente. Ello implica, que la metodología no va a indicar, como pretende la opositora, que ésta “debe aplicar únicamente en las renovaciones de los contratos, respetando los contratos vigentes a la fecha.”

Por el contrario, según el criterio jurídico OF-0817-DGAJR-2021, retomado en la justificación de dicha propuesta (folios 1791 al 1796), la metodología tarifaria que se emita, formará parte del ordenamiento jurídico aplicable a los generadores privados desde el momento en que entre a regir.

Por ello, en dicho criterio se concluye:

“(...)”

22. *Tomando en consideración que el ordenamiento jurídico es cambiante, resulta razonable, señalar que, esto incluye la normativa relativa a la regulación de los servicios públicos, que contempla las metodologías tarifarias emitidas por la Aresep en el ejercicio de sus competencias y aplicables a los diversos servicios públicos y a los prestadores de éstos, en atención a la relación de sujeción especial existente.*

23. *Los prestadores de los servicios públicos (incluidos los generadores privados) deben tener claro que cada metodología tarifaria que sea emitida por la Aresep, les será aplicable en el momento de su entrada en vigencia, en el tanto, no es posible pretender que el ordenamiento jurídico regulatorio, por ejemplo las metodologías tarifarias, se mantengan invariables en el tiempo y no se les pueda modificar la forma de cálculo tarifario de acuerdo a la técnica y competencias de la Aresep.*

24. *La existencia de un derecho adquirido o de una situación jurídica consolidada en favor de los prestadores de un servicio público (en este caso de los generadores privados), que pueda impedir la modificación de las metodologías tarifarias y su respectiva aplicación, resulta ser un asunto ya analizado y descartado por la Sala Constitucional.”*

Dicho lo anterior, es claro que la intención no es que la metodología tarifaria, le resulte aplicable a los generadores privados hasta que renueven su contrato, quedando aplicable mientras tanto la metodología actual (RJD-009-2010), sino que, independientemente de que tengan un contrato vigente, les resulte aplicable la metodología que se encuentre vigente en el momento de la fijación tarifaria.

Incluso, debe considerarse que los contratos de venta de energía eléctrica que se suscriben con el ICE y que se encuentran vigentes, dejan claro en su clausulado que las tarifas se fijarán con el modelo que se encuentre vigente en su momento.”

De manera complementaria, como se le indicó al opositor anteriormente, considerando que la definición de un sistema de bandas es un tema de orden metodológico, de conformidad con el artículo 17 inciso 1 del Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Aresep y su órgano desconcentrado (RIOF), corresponde a esta Intendencia aplicar las metodologías vigentes aprobadas por la Junta Directiva. Es por ello que la Intendencia de Energía, al momento de aplicar la resolución RE-0021-JD-2022, no es competente para modificar la metodología establecida, precisamente porque de acuerdo con la gobernanza institucional y la estructura organizativa, el desarrollo de los instrumentos regulatorios es responsabilidad del CDR y su aprobación es competencia de la Junta Directiva.

Por otra parte, con respecto a lo manifestado por la empresa opositora sobre la problemática que genera que la IE llegue a fijar una banda tarifaria y no una tarifa puntual y por lo que argumenta que la Aresep no ha definido cual precio facturará su empresa y las demás empresas con contrato vigente, a partir del 16 de enero de 2023 que entre a regir la banda tarifaria, y que por ende su petitoria de archivar la presente fijación tarifaria, se le indica lo siguiente:

En relación con la tarifa a cobrar por parte de las empresas con contrato vigente, una vez fijada la banda por la IE, la planta Central Hidroeléctrica Doña Julia S.R.L (CHDJ), mediante el oficio CHDJ-GG-032-2022 del 22 de noviembre de 2022, le consultó a la IE:

“Cada uno de los pasos antes indicados que deben seguirse de acuerdo con la presupone la metodología, llevarán varias semanas, por lo que partiendo del mejor escenario de que una negociación con el ICE se pueda llevar de la forma más fluida posible, tomarán varias semanas o incluso meses la negociación, adenda y finalmente el refrendo por parte de ARESEP.

En virtud de lo anterior, requerimos que se nos aclare cuál tarifa seguirá vigente mientras se realizan los pasos del trámite antes mencionado establecido en la Metodología:

- a) Seguirá aplicando la tarifa actual (RE-0001-IE-2022 del 6 de enero de 2022) de \$06165 kwh, o,
- b) Aplicará el eventual monómico con base en el cual se fije la banda tarifaria que según el Informe de referencia sería \$0,06350 kwh.”

En respuesta a dicha solicitud, la IE mediante el oficio OF-1006-IE-2022 del 29 de noviembre de 2022, le indicó a Doña Julia, que debido a que la consulta era de carácter metodológico, de conformidad con las funciones establecidas en el Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Aresep y su órgano desconcentrado (RIOF), el CDR es la instancia competente de las actividades de formulación, revisión y actualización de los instrumentos regulatorios, incluida la valoración de cualquier consulta sobre el alcance e interpretación de los instrumentos sometidos a la aprobación de la Junta Directiva, por lo que mediante el OF-1007-IE-2022 del 29 de noviembre de 2022, se le trasladó al CDR la consulta planteada en el oficio CHDJ-GG-032-2022, solicitándole:

“(…) siendo que la consulta es de carácter metodológico y que el CDR es el competente de las labores de formulación, revisión y actualización de los instrumentos regulatorios (sic), incluida la valoración de cualquier consulta sobre el alcance e interpretación de los instrumentos sometidos a la aprobación de la Junta Directiva, se traslada la consulta para su atención.”

Por su parte, el CDR por medio del oficio OF-0415-CDR-2022 del 09 de diciembre de 2022, le indicó a la empresa CHDJ:

“(…)

Como se desprende de lo anterior, la metodología tarifaria es aplicable tanto a generadores privados que renueven contratos, como a generadores privados que cuenten con un contrato vigente, para estos segundos, la aplicación de la metodología no está condicionada a la negociación de una adenda, sino que la misma brinda la opción de establecer adendas, si estas fueran requeridas en el momento en que se realiza la negociación entre las partes.

Por lo tanto, la metodología no establece la obligación de firmar adendas, pero de definirse una estructura tarifaria por parte del ICE, podrá formar parte de las bases de contratación (en caso de que así lo decida) y del contrato que se suscriba con el generador privado, motivo por el cual, en la propuesta se hace referencia a la adenda de estos, o bien a la recontractación.

En este contexto, sobre la solicitud de aclaración de cuál tarifa estaría vigente de previo a finalizar el trámite de una adenda, se indica que, en ese periodo se podría cobrar cualquier tarifa que se encuentre dentro de los límites establecidos en aplicación de la metodología (RE-0021-JD-2022) por parte de la Aresep, inclusive la tarifa que se encontraba vigente por medio de la resolución RE-0001-IE-2022 del 6 de enero de 2022 o cualquier otra que se encuentre dentro de los límites de la banda que establezca la Aresep. (...)”

Como se puede observar del extracto anterior, el CDR le indicó a la empresa CHDJ que la metodología tarifaria es aplicable a contratos vigentes y que no está condicionada a la negociación de una adenda, por lo que la metodología al establecer el sistema de bandas, cabe la posibilidad de que a partir del proceso de negociación de las partes interesadas sea aplicable cualquier tarifa que se encuentre dentro de los límites de la banda que la IE llegue a fijar en el presente proceso tarifario.

Adicionalmente, CHDJ por medio del oficio CHJD-036-2022 del 13 de diciembre de 2022, solicitó aclaraciones al CDR, consultando concretamente cuál sería la tarifa específica para facturar la energía que se entregará al ICE, a partir del primer día en que entre a regir la banda tarifaria, mientras se firma una adenda.

Al respecto, el CDR, solicitó criterio a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria (DGAJR), mediante el oficio OF-0424-CDR-2022 del 15 de diciembre de 2022, en el que consulta lo siguiente:

“Se entiende que cuando hay fijación con tarifa puntual y esta se actualiza, la nueva tarifa vigente sustituye a la anterior, por lo tanto, se hace la consulta para el caso en que se modifica la metodología de tarifa puntual y se pasa a una metodología por bandas, dado que en la banda se aprueba un vector de precios, pero no una tarifa específica o puntual.

Por lo que, si se pasa de una tarifa puntual a bandas tarifarias, pero no se ha dado la negociación entre el vendedor y el comprador, ¿cuál tarifa se debe cobrar mientras que las partes llegan a la negociación final?”

El 22 de diciembre de 2022, la DGAJR mediante el oficio OF-0976- DGAJR-2022, brindó respuesta a la consulta elaborada por el CDR mediante el oficio OF-0424-CDR-2022, indicando lo siguiente:

“Que la metodología tarifaria vigente, corresponde a la resolución RE-0021-JD-2022 del 29 de marzo de 2022, emitida por la Junta Directiva de Aresep y vigente a partir de su publicación en el diario oficial La Gaceta, el 19 de abril de 2022.

(...)

En virtud de lo anterior y tal y como lo señaló la IE -informe IN-0140-IE-2022- a la fecha de emisión de este criterio y hasta que culmine la fijación tarifaria tramitada ET-096-2022, con el dictado de la resolución tarifaria respectiva a partir de su publicación o lo que indique la resolución correspondiente según lo dispone el artículo 34 de la Ley 7593, la tarifa de referencia vigente para todos los generadores existentes, es lo dispuesto en la resolución RE-0001-IE-2022, del 6 de enero de 2022.

*Ahora bien, una vez culminado el procedimiento de fijación tarifaria tramitada en el ET-096-2022, la cual corresponde a la aplicación anual de la metodología vigente RE-0021-JD-2022, que debe determinar la banda tarifaria, **la tarifa autorizada y vigente es cualquiera que se encuentre dentro del límite inferior y superior de la banda definida por la IE, como competente a nivel institucional para definirlas** (artículos 17 y 19 del RIOF).*

Al respecto, valga recalcar que la propia metodología vigente -RE-0021-JD-2022- expresamente señala en su punto 2 “Alcance”, que las bandas tarifarias “les aplicarán a las plantas de generación privada existentes con contratos renovados vigentes y para aquellas plantas que deseen renovar un contrato a partir de la entrada en vigor de esta metodología”. Y que “Esta metodología sustituye la metodología “Metodología de Fijación de Tarifas para Generadores Privados Existentes (Ley 7200) que firmen un nuevo contrato de compra-venta de electricidad con el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)”, establecida mediante resolución RJD-009-2010 y modificaciones (RJD-027-2014 y RJD-017-2016), por lo que les aplica a todas aquellas transacciones cuya tarifa se calculaba con ese marco tarifario”.

De igual forma, señala el instrumento metodológico vigente en el punto 6.3 relacionado con las competencias de la IE, que “En ningún momento los precios pagados, por la compra de energía eléctrica a los generadores privados que les aplique esta metodología, pueden ser mayores que el límite superior de la banda tarifaria vigente, ni menores que el límite inferior de esa banda”.

Así mismo, en el punto 4 denominado “Estructura tarifaria”, señala expresamente que “La tarifa o precios individuales resultantes de la aplicación de una estructura tarifaria, sí 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.

Se desprende del propio contenido de la metodología vigente RE-0021-JD-2022 que la tarifa autorizada y vigente, será cualquiera que se encuentre dentro del límite inferior y superior de la banda definida por la IE, dentro del expediente tarifario ET- 096-2022.

(...)" Resaltado y subrayado no es del original.

Al respecto, el CDR mediante el oficio OF-0440-CDR-2022 del 23 de diciembre de 2022, entre otras cosas, le indicó a la empresa CHDJ lo siguiente:

"(...)

Por lo anterior, se le aclara que el que el encargado de definir las tarifas en este caso es la Intendencia de Energía, esto según el Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado (RIOF), artículo 17 y 19.

De acuerdo con la consulta realizada mediante oficio OF-0424-CDR-2022 del 15 de diciembre de 2022 a la Dirección General de Asesoría Jurídica Regulatoria (DGAJR) sobre la tarifa que se debe cobrar mientras se realiza la negociación con el ICE, la DGAJR indica con el oficio OF-0976-DGAJR-2022 del 22 de diciembre de 2022, en la que se extrae textualmente:

(...)

En virtud de lo anterior y tal y como lo señaló la IE -informe IN-0140-IE-2022-, a la fecha de emisión de este criterio y hasta que culmine la fijación tarifaria tramitada ET-096-2022, con el dictado de la resolución tarifaria respectiva a partir de su publicación o lo que indique la resolución correspondiente según lo dispone el artículo 34 de la Ley 7593, la tarifa de referencia vigente para todos los generadores existentes, es lo dispuesto en la resolución RE-0001-IE-2022, del 6 de enero de 2022.

(...)

Se desprende del propio contenido de la metodología vigente RE-0021-JD-2022 que la tarifa autorizada y vigente, será cualquiera que se encuentre dentro del límite inferior y superior de la banda definida por la IE, dentro del expediente tarifario ET- 096-2022.

(...)

Por lo tanto, de acuerdo con lo mencionado anteriormente la Intendencia de Energía es la encargada de fijar las tarifas para el sector de generación de energía eléctrica y la metodología es clara en indicar que la tarifa que resulte de la aplicación debe estar dentro de la banda.

(...)"

Luego del análisis de lo solicitado por la empresa CHDJ y las respuestas brindadas por el CDR y la DGAJR, esta Intendencia concuerda con lo resuelto por las dos Direcciones y recalca que la metodología tarifaria en el apartado "2.1 Opciones de enfoque y conceptos regulatorios" establece que:

"En el caso particular, existen condiciones para que el precio específico a pagar por parte del ICE a los generadores privados, se establezca dentro de una banda tarifaria establecida por Aresep, ya que son plantas que han tenido dos o más contratos con ese instituto, se cuenta con información de costo de dichas plantas que están estandarizados bajo el mecanismo de Contabilidad Regulatoria y que son públicos. Por lo cual, al existir una negociación directa entre el comprador del servicio, el ICE y el vendedor, generadores privados, de llegarse a un acuerdo, sería por conveniencia de todos los interesados (incluidos los usuarios del servicio) y donde las partes puedan definir las condiciones de compra-venta; teniendo en cuenta que las cantidades están delimitadas por ley, como en el caso de la potencia, o bien son acordadas en el contrato (energía disponible y entregada)."

Ante lo anterior, la metodología es clara en que las partes deberán negociar cuál tarifa les resulta conveniente y que de ningún modo podría alegarse poder monopsonio de parte del ICE o desequilibrio financiero, dada la flexibilidad que brinda la banda de precios para que las partes negocien tarifas, según consta en la resolución RE-0021-JD-2022 del 29 de marzo de 2022, emitida por la Junta Directiva de Aresep y vigente a partir de su publicación en el diario oficial La Gaceta, el 19 de abril de 2022, misma que brindó tiempo suficiente para que las partes se prepararan para negociar una tarifa una vez que se aplique la metodología tarifaria y entre en vigencia la banda tarifaria estimada por la IE.

La IE le recuerda a la empresa lo establecido en el apartado "2 Alcance" de la metodología RE-0021-JD-2022, en la que señala:

"Las tarifas propuestas corresponden a valores máximos y mínimos, dentro de los cuales los agentes (generadores privados de energía e ICE) acordarán el precio contractual para la venta de energía, bajo el esquema de contratación

que el ICE establezca aplicable a plantas que tengan contratos renovados vigentes o plantas que renueven contratos, como por ejemplo, negociaciones individuales por planta, licitaciones o subastas por bloques de energía o potencia, o bien, cualquier otro mecanismo de recontractación que defina esa institución, los cuales deberán considerar el precio ofertado por el generador como factor para la toma de decisión en dicho proceso.

El límite superior de las bandas tarifarias (tarifa tope) se determinará considerando el costo de explotación promedio más una desviación estándar, calculando cada tope por grupo de plantas hidroeléctricas y eólicas respectivamente con la información correspondiente a cada fuente de generación por separado.

El límite inferior de las bandas tarifarias (tarifa piso) se determinará con base en el promedio de costo de explotación menos tres desviaciones estándar para cada grupo de plantas hidroeléctricas y eólicas respectivamente, a las cuales se pretende aplicar la metodología.

Las bandas tarifarias (...) les aplicarán a las plantas de generación privada existentes con contratos renovados vigentes y para aquellas plantas que deseen renovar un contrato a partir de la entrada en vigor de esta metodología.

De igual manera, esta metodología tarifaria podrá aplicarse para determinar la tarifa de compra-venta de energía eléctrica entre generadores privados y otros compradores diferentes al ICE; siempre que se cumpla el ordenamiento jurídico aplicable, las normativas vigentes y las consideraciones, premisas y criterios expuestos para esta metodología.

Esta metodología sustituye la metodología “Metodología de Fijación de Tarifas para Generadores Privados Existentes (Ley 7200) que firmen un nuevo contrato de compra-venta de electricidad con el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)”, establecida mediante resolución RJD-009-2010 y modificaciones (RJD-027-2014 y RJD-017-2016), por lo que les aplica a todas aquellas transacciones cuya tarifa se calculaba con ese marco tarifario.”.

Considerando lo anterior, la metodología vigente desde el 19 de abril de 2022, es clara en que las tarifas propuestas corresponden a valores máximos y mínimos, dentro de los cuales los agentes (generadores privados de energía e ICE) acordarán el precio contractual para la venta de energía, bajo el esquema de contratación que el ICE establezca aplicable a plantas que tengan contratos renovados vigentes o plantas que renueven contratos, de manera que la competencia de la Aresep, se mantiene en la definición de una banda tarifaria acorde a lo establecido en la metodología tarifaria.

En ese mismo sentido, considerando el pronunciamiento del CDR y la DGAJR en los oficios anteriormente mencionados, sobre la solicitud de aclaración de cuál tarifa estaría vigente de previo a finalizar el trámite de negociación, se indica que, en ese periodo se podría cobrar cualquier tarifa que se encuentre dentro de los límites establecidos en aplicación de la metodología (RE-0021-JD-2022) por parte de la Aresep, inclusive la tarifa que se encontraba vigente por medio de la resolución RE-0001-IE-2022 del 6 de enero de 2022, o cualquier otra que se encuentre dentro de los límites de la banda que establezca la Aresep, por cuanto se considera que todos los precios dentro de la banda son precios autorizados y establecidos por el Ente Regulador.

Sin embargo, es importante rescatar que, el espíritu de la nueva metodología es que exista una negociación de las partes contractuales tomando como referencia la banda tarifaria establecida por la Aresep, de manera que indicar una tarifa puntual una vez que entre en vigencia la banda tarifaria queda fuera de las competencias de esta Intendencia en virtud de los alcances definidos en la metodología tarifaria dispuesta en la RE-0021-JD-2022.

Cabe destacar que como ya se indicó anteriormente, de conformidad con el artículo 17 inciso 1 del RIOF le corresponde a la Intendencia de Energía fijar los precios, tarifas y tasas de los servicios públicos bajo su competencia aplicando los modelos vigentes aprobados por Junta Directiva.

III. Reconocimiento de costos necesarios: *La empresa opositora manifiesta, que el reconocimiento de los costos necesarios para prestar los servicios públicos es un elemento esencial para la sostenibilidad de los servicios públicos, por lo que el legislador optó por establecer con rango legal, los criterios de exclusión de costos, a efectos de que solamente con dichos criterios se puedan excluir costos a los prestadores de los servicios públicos.*

En adición a lo anterior, la empresa argumenta que la exclusión de costos de rubros de gastos médicos realizada por la IE, la Salud del Recurso Humano es indispensable para la prestación del servicio público, por cuanto se requiere del personal de la planta para poder operarla.

Argumenta que Aresep rechaza nuevamente el rubro de gastos médicos (C\$5.0 51.470) en que HRL incurre para salvaguardar la salud del personal, argumentando que no es necesario para la prestación del servicio, lo cual no es cierto, puesto que se requiere velar por la salud del personal para que puedan estar disponibles y operar la planta. Indicando que Aresep, cuyos costos de regulación se rigen por el mismo principio de servicio al costo que HRL, está incurriendo en una grave contradicción.

Además, indica que los costos ambientales deben ser reconocidos considerando La Ley 7593 y la Ley 7200 obligan a las empresas de generación privada a realizar un Estudio de Impacto Ambiental (EIA) a efectos de obtener la Viabilidad Ambiental para construir y operar un proyecto de generación de energía eléctrica, en el caso de HRL, una Central Hidroeléctrica.

La opositora indica que la Intendencia de Energía está rechazando alrededor de 12 millones de colones que HRL incurre para pagar al Regente Forestal encargado de elaborar los informes regenciales a la SETENA y al Geólogo que realiza los estudios específicos que también forman parte del EIA y el seguimiento ambiental antes mencionado.

Los costos rechazados por la Intendencia no solo son necesarios, sino que son obligatorios, puesto que SETENA es la que ordena que se realicen dichos estudios de seguimiento de los proyectos, así como los respectivos informes regenciales.

Respuesta:

En atención a los argumentos presentados por la empresa opositora sobre el reconocimiento tarifario de costos y gastos, es necesario precisar que, en todas las fijaciones tarifarias, la IE realiza un análisis técnico riguroso de la información aportada por los prestadores de los servicios públicos, con el propósito de velar por el principio de servicio al costo, de conformidad con lo establecido en la Ley 7593, 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 establecido en el artículo 31 de la misma Ley; teniendo como objetivo la armonización de los intereses de usuarios, consumidores y prestadores del servicio público.

Al respecto, es conveniente recordar que el suministro de energía eléctrica por parte de las empresas generadores privados, en la etapa de generación es un servicio público, de conformidad con el inciso a) del artículo 5 de la Ley 7593 y el artículo 3 de la Ley 7200, por ello está revestido de un interés público, por lo que la información correspondiente al servicio público, para fines regulatorios, debe ser trazable, transparente y accesible para los usuarios de los servicios públicos, y debe brindar los insumos necesarios para que las aplicaciones tarifarias para los generadores privados en la mayor medida de lo posible estén ajustadas a la realidad de su sector.

En ese sentido, la contabilidad regulatoria es un instrumento mediante el cual se garantiza el acceso a la información relacionada con la prestación del servicio público, que permite dar transparencia en la trazabilidad a los datos, reducir la asimetría de información necesaria para armonizar los intereses entre usuarios y prestadores, así como reducir la discrecionalidad del regulador en el ejercicio de sus labores regulatorias. Además, considerando que se trata de una fijación a nivel de industria, el disponer de información real aportada por los prestadores permite realizar un análisis técnico más riguroso, valorando el nivel y la evolución de gastos y costos comunes.

Ahora bien, específicamente sobre los rubros de costos y gastos mencionados por la empresa Hidroeléctrica Río Lajas S.A, que fueron excluidos de los costos de explotación, se procedió a realizar la valoración técnica de las justificaciones brindadas por la empresa en la posición para cada rubro de gasto, en los siguientes términos:

a) Sobre rubro de gastos médicos de empresa por un monto de ¢5 051 470, presentado en la cuenta “5.2.1.07 Otros”, se mantiene su exclusión debido a que la empresa no aportó la información suficiente que justifique dichos rubros como gastos necesarios para la prestación del servicio público; debido a que como se indicó en el informe IN-0140-IE-2022, que contiene la propuesta llevada a audiencia pública, se aclara que sí se consideraron los costos de las cargas sociales y póliza de riesgos del trabajo respectivas, por lo que al ya reconocerse dichos rubros, de acuerdo con los incisos b y d del artículo 32 de la Ley 7593 los gastos mencionados por el opositor se consideran innecesarios y excesivos.

Bajo ese escenario, sobre el reconocimiento de este rubro es necesario indicar que a criterio de esta Intendencia no debe confundirse el derecho que tiene el empleador de dotar a sus trabajadores con beneficios que considere oportunos para su personal, con aquellos gastos que deben ser reconocidos tarifariamente, por ser necesarios para la prestación del servicio.

Sobre las obligaciones obrero-patronales y el cumplimiento de las leyes de salud ocupacional se ha manifestado la Sala II de la Corte Suprema de Justicia en los siguientes términos:

“(…) es importante tomar en cuenta que al declararse la obligatoriedad y la universalidad del seguro contra los riesgos del trabajo, surgió la directa e ineludible responsabilidad de todo empleador de asegurar a sus trabajadores (artículos 193, 201 y 204 del Código de Trabajo); de forma tal que, le corresponde al ente asegurador, en todos los casos, cubrir siempre las respectivas prestaciones médico-sanitarias, de rehabilitación y en dinero, previstas en la normativa, ante cualquier riesgo laboral (artículos 206 y 232, ídem)”. Sala II de la Corte Suprema de Justicia. Resolución 00324-2009 de 24 de abril de 2009.”

Así las cosas, se destaca que el cumplimiento de las leyes laborales, tratándose de cargas sociales y salud ocupacional, se reconoce a nivel tarifario con el respectivo pago de la seguridad social y la póliza de riesgos de trabajo en las cuentas correspondientes, razón por la cual no se reconocen los gastos médicos, de conformidad con lo indicado en los artículos 3 inciso b), 4 inciso c), 6 incisos a) y d), 14, 31 y 32 de la Ley 7593, tal y como se mencionó en el apartado “3.2.1 Costo anual de explotación”.

Se puede decir en general que, si bien el trabajador se beneficia directamente de la cobertura de gastos médicos brindados por el Patrono, evidentemente, sin el debido respaldo que lo justifique, representa para el trabajador un beneficio y ninguno para el servicio público que se presta, contraviniendo de esta manera los principios de razonabilidad, proporcionalidad, austeridad y eficiencia en el uso de los fondos públicos, así como los derechos de los consumidores en un contexto, en el cual debe ampararse los derechos de estos, pues prevé el desembolso de recursos públicos, sin que se vislumbre una contraprestación que signifique una mejora en el servicio o una ventaja de algún tipo para los usuarios del servicio que presta la empresa, o para el interés público.

b) La empresa argumenta que los costos ambientales deben ser reconocidos considerando La Ley 7593 y la Ley 7200 obligan a las empresas de generación privada a realizar un Estudio de Impacto Ambiental (EIA) a efectos de obtener la Viabilidad Ambiental para construir y operar un proyecto de generación de energía eléctrica, en el caso de HRL, una Central Hidroeléctrica.

La opositora indica que la Intendencia de Energía está rechazando alrededor de 12 millones de colones que HRL incurre para pagar al Regente Forestal encargado de elaborar los informes regenciales a la SETENA y al Geólogo que realiza los estudios específicos que también forman parte del EIA y el seguimiento ambiental antes mencionado.

Con respecto a lo anteriormente mencionado, la IE mediante el oficio OF-0405-IE-2022 (folios 713 al 714 del OT-034-2022) le solicitó a la empresa que aclarara los rubros que componían la cuenta “5.2.1.03 servicios contratados” por un monto de ¢32 713 703.20”.

En respuesta al oficio anterior, según nota remitida el día 31 de mayo del 2022, mediante correo electrónico a la IE, por la empresa opositora, en el documento llamado “Resumen y justificación de los costos y gastos en el período 2021” (folio 61 OT-034-2022), la opositora aclara que el monto se compone de la siguiente manera: gastos ambientales por ¢20 813 703.20, y gastos médicos por un monto de ¢11 900 000.

En virtud de lo anterior, se aclara que la IE le reconoció a la empresa los gastos ambientales en su totalidad, por lo que no es correcto lo manifestado por la opositora de que no fueron reconocidos, siendo que, según consta en la propuesta tarifaria llevada a audiencia pública mediante el informe IN-0140-IE-2022 y los cálculos que lo sustentan según consta en el ET-096-2022, el gasto que fue excluido corresponde a los gastos médicos por un monto de ¢11 900 000, los cuales se excluyeron por considerarse no necesarios para la prestación del servicio, según el inciso b del artículo 32 de la Ley 7593, reconociendo en el cálculo tarifario, específicamente en la cuenta “5.2.1.03 servicios contratados” el monto de ¢20 813 703.20, por concepto de regente forestal y geólogo.

En este contexto, se puede observar que no lleva razón la opositora al indicar que no se le reconocieron los gastos ambientales.

2. Oposición: Rubén Zamora Castro, cédula de identidad número 1-1054-0273.

Observaciones: Hace uso de la palabra en la audiencia pública. No presenta Escrito.

Notificaciones: Al correo electrónico: ruben@zamoracr.com

Resumen:

El opositor menciona, sobre el reconocimiento de costos, como el regente para el estudio de impacto ambiental, además hace referencia a errores en el cálculo de aguinaldos, pero sin hacer detalle en algún caso o motivo específico, también sobre el reconocimiento de gastos médicos de empresa.

El opositor argumenta que, partiendo del plazo de un mes, que está en el artículo 34 de la Ley de la Aresep, si esta fijación si no se suspende o no se archiva tendría una tarifa para el 16 de enero las empresas que representa tienen contratos que van a estar vigente ese día, por lo que manifiesta que no tienen que ir a negociar con el ICE por tener un contrato y le van a entregar la electricidad al ICE, y se la tienen que facturar a un costo a una tarifa específica que tiene que determinar la Aresep.

Indica que la Aresep tiene que decir que cuál es la tarifa de referencia, manifestando que hicieron la consulta puntual a Aresep sobre cual tarifa aplicar, si la de referencia vigente o el precio promedio monómico de la banda que se llegue a definir. Al respecto, indicó que la IE pasó la consulta al CDR que era el encargado del tema de las metodologías, el cual según manifestó el opositor está haciendo las consultas internas para tenerle una solución al administrado.

Adicionalmente, argumenta que, si el piso de la banda cubriera los costos necesarios para la prestación del servicio, por lo menos no violaría el principio servicio al costo que está en la Ley 7593. En ese sentido, indica que no logra entender porque se establecen esas desviaciones estándar hacia abajo, básicamente para que el piso de la banda sea ruinoso, no cubra los costos y viole el servicio al costo.

Finalmente, solicita expresamente que si esta situación de la tarifa de referencia no se ha resuelto antes de un mes que hay para hacer la fijación se suspenda esta fijación, puesto que los podría poner en una situación compleja de no saber cuándo poder facturar porque no hay una tarifa de referencia.

Respuesta:

Según los argumentos presentados por el opositor sobre el reconocimiento tarifario de costos, se le indica que la IE en todas las fijaciones tarifarias realiza un análisis técnico riguroso de la información aportada por los prestadores de los servicios públicos, con el propósito de velar por el principio de servicio al costo, de conformidad con lo establecido en la Ley 7593.

Al tratarse de una fijación a nivel de industria, el disponer de información real aportada por los prestadores permite realizar un análisis técnico más riguroso, valorando el nivel y la evolución de gastos y costos comunes, siendo la contabilidad regulatoria un instrumento importante para dar transparencia en la información analizada.

Considerando lo anterior, en respuesta a lo señalado por el opositor referente a rubros que fueron excluidos de los costos de explotación, se le indica lo siguiente:

a) Sobre rubro de gastos médicos de empresa, se excluyen debido a que las empresas que reportan este rubro no aportaron la información suficiente que los justifique como gastos necesarios para la prestación del servicio público; debido a que como se indicó en el informe IN-0140-IE-2022, que contiene la propuesta llevada a audiencia pública, se aclara que sí se consideraron los costos de las cargas sociales y póliza de riesgos del trabajo respectivas, por lo que al ya reconocerse dichos rubros, de acuerdo con los incisos b y d del artículo 32 de la Ley 7593 los gastos mencionados por el opositor se consideran innecesarios y excesivos.

Bajo ese escenario, sobre el reconocimiento de este rubro es necesario indicar que a criterio de esta Intendencia no debe confundirse el derecho que tiene el empleador de dotar a sus trabajadores con beneficios que considere oportunos para su personal, con aquellos gastos que deben ser reconocidos tarifariamente, por ser necesarios para la prestación del servicio.

Si bien el trabajador se beneficia directamente de la cobertura de gastos médicos brindados por el Patrono, evidentemente, sin el debido respaldo que lo justifique, representa para el trabajador un beneficio y ninguno para el servicio público que se presta, contraviniendo de esta manera los principios de razonabilidad, proporcionalidad, austeridad y eficiencia en el uso de los fondos públicos, así como los derechos de los consumidores en un contexto, en el cual debe ampararse los derechos de estos, pues

prevé el desembolso de recursos públicos, sin que se vislumbre una contraprestación que signifique una mejora en el servicio o una ventaja de algún tipo para los usuarios del servicio que presta la empresa, o para el interés público.

b) El opositor manifiesta que no se reconoce a Hidroeléctrica Rio Lajas el pago a un Regente Forestal encargado de elaborar los informes regenciales a la SETENA, sin embargo, se aclara que la IE le reconoció a la empresa los gastos ambientales en su totalidad, por lo que no es correcto lo manifestado por el opositor de que no fueron reconocidos, siendo que, según consta en la propuesta tarifaria llevada a audiencia pública mediante el informe IN-0140-IE-2022 y los cálculos que lo sustentan según consta en el ET-096-2022, reconociendo en el cálculo tarifario, específicamente en la cuenta "5.2.1.03 servicios contratados" el monto de \$20 813 703.20, por concepto de regente forestal y geólogo.

En este contexto, se puede observar que no lleva razón el opositor en su argumento.

Por otra parte, referente a lo expuesto por el opositor en que la Aresep debe indicar la tarifa de referencia una vez que entre en vigencia la banda tarifaria, se le indica que la propuesta llevada a audiencia pública por medio del informe IN-0140-IE-2022, cumple con lo establecido en la metodología tarifaria vigente, que dispone que no se determine una tarifa puntual, sino que se calcule una banda con un límite superior e inferior, lo que implica que cualquier tarifa que este dentro de la banda definida por Aresep puede ser aplicable.

Además, respecto a los límites de la banda, la metodología tarifaria establecida mediante la RE-0021-JD-2022, en su apartado “2 Alcance” indica:

“El límite superior de las bandas tarifarias (tarifa tope) se determinará considerando el costo de explotación promedio más una desviación estándar, calculando cada tope por grupo de plantas hidroeléctricas y eólicas respectivamente con la información correspondiente a cada fuente de generación por separado.

El límite inferior de las bandas tarifarias (tarifa piso) se determinará con base en el promedio de costo de explotación menos tres desviaciones estándar para cada grupo de plantas hidroeléctricas y eólicas respectivamente, a las cuales se pretende aplicar la metodología.”

Como se puede observar, la metodología tarifaria vigente, establece el mecanismo de cálculo para la determinación de ambos límites inferior y superior de la banda tarifaria, procedimiento que la IE aplicó en la propuesta llevada a audiencia pública mediante el IN-0140-IE-2022.

Se le aclara al opositor que la definición de bandas es un tema de orden metodológico y de conformidad con el artículo 17 inciso 1 del Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Aresep y su órgano desconcentrado (RIOF), corresponde a esta Intendencia aplicar las metodologías vigentes aprobadas por la Junta Directiva, razón por la cual la Intendencia de Energía no es competente para modificar su aplicación.

Ante la solicitud del opositor de que Aresep pueda establecer una tarifa puntual a partir de la presente fijación tarifaria, se le indica lo siguiente:

Mediante el oficio CHDJ-GG-032-2022 del 22 de noviembre de 2022, la planta Central Hidroeléctrica Doña Julia S.R.L (CHDJ), le consultó a la IE aclarar cuál tarifa seguirá vigente mientras se le realiza la negociación entre las partes competentes.

En respuesta a dicha solicitud, la IE mediante el oficio OF-1006-IE-2022 del 29 de noviembre de 2022, le indicó a Doña Julia, que trasladaría la consulta al CDR debido a que la consulta era de carácter metodológico, de conformidad con las funciones establecidas en el Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Aresep y su órgano desconcentrado (RIOF) y mediante el OF-1007-IE-2022 del 29 de noviembre de 2022, se le trasladó al CDR la consulta planteada en el oficio CHDJ-GG-032-2022.

Posteriormente, el CDR brindó respuesta a CHDJ por medio del oficio OF-0415-CDR-2022 del 09 de diciembre de 2022, y le indicó a la empresa opositora que la metodología tarifaria es aplicable a contratos vigentes y que no está condicionada a la negociación de una adenda, por lo que la metodología al establecer el sistema de bandas, cabe la posibilidad de que a partir del proceso de negociación de las partes interesadas sea aplicable cualquier tarifa que se encuentre dentro de los límites de la banda que la IE llegue a fijar en el presente proceso tarifario.

Adicionalmente, Doña Julia por medio del oficio CHJD-036-2022 del 13 de diciembre de 2022, solicitó aclaraciones al CDR, consultando concretamente cuál sería la tarifa específica para facturar la energía que se entregará al ICE, a partir del primer día en que entre a regir la banda tarifaria, mientras se firma una adenda.

Al respecto, el CDR, solicitó criterio a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria (DGAJR), mediante el oficio OF-0424-CDR-2022 del 15 de diciembre de 2022, en el que consulta: “si se pasa de una tarifa puntual a bandas tarifarias, pero no se ha dado la negociación entre el vendedor y el comprador, ¿cuál tarifa se debe cobrar mientras que las partes llegan a la negociación final?”

El 22 de diciembre de 2022, la DGAJR mediante el oficio OF-0976- DGAJR-2022, brindó respuesta a la consulta elaborada por el CDR mediante el oficio OF-0424-CDR-2022, indicando lo siguiente:

“Que la metodología tarifaria vigente, corresponde a la resolución RE-0021-JD-2022 del 29 de marzo de 2022, emitida por la Junta Directiva de Aresep y vigente a partir de su publicación en el diario oficial La Gaceta, el 19 de abril de 2022.

(...)

Se desprende del propio contenido de la metodología vigente RE-0021-JD-2022 que la tarifa autorizada y vigente, será cualquiera que se encuentre dentro del límite inferior y superior de la banda definida por la IE, dentro del expediente tarifario ET- 096-2022.”

Al respecto, el CDR mediante el oficio OF-0440-CDR-2022 del 23 de diciembre de 2022, entre otras cosas, le respondió a la empresa CHDJ, indicando:

“(...) se le aclara que el que el encargado de definir las tarifas en este caso es la Intendencia de Energía, esto según el Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado (RIOF), artículo 17 y 19.

(...)

Por lo tanto, de acuerdo con lo mencionado anteriormente la Intendencia de Energía es la encargada de fijar las tarifas para el sector de generación de energía eléctrica y la metodología es clara en indicar que la tarifa que resulte de la aplicación debe estar dentro de la banda.”

Luego del análisis de lo solicitado por la empresa CHDJ y las respuestas brindadas por el CDR y la DGAJR, esta Intendencia concuerda con lo resuelto por las dos Direcciones y recalca que la que la metodología tarifaria en el apartado “2.1 Opciones de enfoque y conceptos regulatorios” establece que:

“En el caso particular, existen condiciones para que el precio específico a pagar por parte del ICE a los generadores privados, se establezca dentro de una banda tarifaria establecida por Aresep, ya que son plantas que han tenido dos o más contratos con ese instituto, se cuenta con información de costo de dichas plantas que están estandarizados bajo el mecanismo de Contabilidad Regulatoria y que son públicos. Por lo cual, al existir una negociación directa entre el comprador del servicio, el ICE y el vendedor, generadores privados, de llegarse a un acuerdo, sería por conveniencia de todos los interesados (incluidos los usuarios del servicio) y donde las partes puedan definir las condiciones de compra-venta; teniendo en cuenta que las cantidades están delimitadas por ley, como en el caso de la potencia, o bien son acordadas en el contrato (energía disponible y entregada).”

Ante lo anterior, la metodología es clara en que las partes deberán negociar cuál tarifa les resulta conveniente y que de ningún modo podría alegarse poder monopsonio de parte del ICE o desequilibrio financiero, dada la flexibilidad que brinda la banda de precios para que las partes negocien tarifas, según consta en la resolución RE-0021-JD-2022 del 29 de marzo de 2022, emitida por la Junta Directiva de Aresep y vigente a partir de su publicación en el diario oficial La Gaceta, el 19 de abril de 2022, misma que brindó tiempo suficiente para que las partes se prepararan para negociar una tarifa una vez que se aplique la metodología tarifaria y entre en vigencia la banda tarifaria estimada por la IE.

La IE le recuerda al opositor lo establecido en el apartado “2 Alcance” de la metodología RE-0021-JD-2022, en la que señala:

*“Las tarifas propuestas corresponden a valores máximos y mínimos, dentro de los cuales los agentes (generadores privados de energía e ICE) **acordarán el precio contractual para la venta de energía, bajo el esquema de contratación que el ICE establezca aplicable a plantas que tengan contratos renovados vigentes o plantas que renueven contratos**, como por ejemplo, negociaciones individuales por planta, licitaciones o subastas por bloques de energía o potencia, o bien, cualquier otro mecanismo de recontractación que defina esa institución, los cuales deberán considerar el precio ofertado por el generador como factor para la toma de decisión en dicho proceso.*

El límite superior de las bandas tarifarias (tarifa tope) se determinará considerando el costo de explotación promedio más una desviación estándar, calculando cada tope por grupo de plantas hidroeléctricas y eólicas respectivamente con la información correspondiente a cada fuente de generación por separado.

El límite inferior de las bandas tarifarias (tarifa piso) se determinará con base en el promedio de costo de explotación menos tres desviaciones estándar para cada grupo de plantas hidroeléctricas y eólicas respectivamente, a las cuales se pretende aplicar la metodología.

Las bandas tarifarias (...) les aplicarán a las plantas de generación privada existentes con contratos renovados vigentes y para aquellas plantas que deseen renovar un contrato a partir de la entrada en vigor de esta metodología.

De igual manera, esta metodología tarifaria podrá aplicarse para determinar la tarifa de compra-venta de energía eléctrica entre generadores privados y otros compradores diferentes al ICE; siempre que se cumpla el ordenamiento jurídico aplicable, las normativas vigentes y las consideraciones, premisas y criterios expuestos para esta metodología.

*Esta metodología sustituye la metodología “Metodología de Fijación de Tarifas para Generadores Privados Existentes (Ley 7200) que firmen un nuevo contrato de compra-venta de electricidad con el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)”, establecida mediante resolución RJD-009-2010 y modificaciones (RJD-027-2014 y RJD-017-2016), **por lo que les aplica a todas aquellas transacciones cuya tarifa se calculaba con ese marco tarifario.**” Lo resaltado no es del original.*

Considerando lo anterior, la metodología vigente desde el 19 de abril de 2022, es clara en que la banda tarifaria establece los valores máximos y mínimos, dentro de los cuales los agentes (generadores privados de energía e ICE) acordarán el precio contractual para la

venta de energía, bajo el esquema de contratación que el ICE establezca aplicable a plantas que tengan contratos renovados vigentes o plantas que renueven contratos, de manera que la competencia de la Aresep, se mantiene en la definición de una banda tarifaria acorde a lo establecido en la metodología tarifaria.

En ese mismo sentido, considerando el pronunciamiento del CDR y la DGAJR en los oficios anteriormente mencionados, sobre la solicitud de aclaración de cuál tarifa estaría vigente de previo a finalizar el trámite de negociación, se indica que, en ese periodo se podría cobrar cualquier tarifa que se encuentre dentro de los límites establecidos en aplicación de la metodología (RE-0021-JD-2022) por parte de la Aresep, inclusive la tarifa que se encontraba vigente por medio de la resolución RE-0001-IE-2022 del 6 de enero de 2022, o cualquier otra que se encuentre dentro de los límites de la banda que establezca la Aresep.

Sin embargo, es importante rescatar que, el espíritu de la nueva metodología es que exista una negociación de las partes contractuales tomando como referencia la banda tarifaria establecida por la Aresep, de manera que indicar una tarifa puntual una vez que entre en vigencia la banda tarifaria queda fuera del alcance definido en la metodología tarifaria dispuesta en la RE-0021-JD-2022.

3. Oposición: Instituto Costarricense de Electricidad, cédula de persona jurídica número 4-000-042139, representada por el señor Kenneth Lobo Méndez, portador de la cédula de identidad número 2-0555-0804, en su condición de Apoderado Especial Administrativo.

Observaciones: No hace uso de la palabra en la audiencia pública. Presenta escrito (visible a folio 234 y 243).

Notificaciones: Al correo electrónico: gcuberob@ice.go.cr, fcordero@ice.go.cr, ehernandezp@ice.go.cr.

Resumen:

Sobre los costos de explotación (CE): La empresa opositora indica que los costos de explotación consideran los costos de operación y mantenimiento necesarios en una planta en condiciones normales para nuestro país; no toma en cuenta los gastos de depreciación ni financieros de conformidad con la normativa vigente aplicable y porque, según las premisas del modelo, se trata de tarifar las plantas cuyos costos de la inversión inicial ya fueron cubiertos vía tarifas mediante anteriores contratos.

Señala que al revisar la información contenida en la contabilidad regulatoria para el grupo de plantas analizadas, logran constatar que la IE eliminó ciertas partidas no asociadas a la operación y mantenimiento del servicio regulado; sin embargo, con la información brindada en la contabilidad regulatoria, no ha sido posible determinar que únicamente fueron

considerados los costos de cada planta requeridos para operar y mantener la potencia contratada con el ICE, tal como lo indica la metodología vigente. Además, mencionan que no se indica el procedimiento seguido por la IE para identificar los costos de explotación relacionados únicamente con la potencia contratada por el ICE, por lo que no se puede corroborar que los datos considerados por la IE sean los correctos según lo ordenado por la metodología aplicada.

Exponen que es necesario que la IE compruebe que incorporó en el cálculo de la banda tarifaria únicamente los costos asociados a la potencia contratada por el ICE y explique el método seguido por la IE para determinar éstos y que de no haber incorporado únicamente los costos asociados a la potencia contratada por el ICE, es fundamental que la IE realice los ajustes correspondientes. Además de que la IE debe demostrar que siguió lo indicado clara y expresamente en la metodología y el procedimiento que utilizó para dar cumplimiento a lo establecido en la RE-0021-JD-2022, en relación con el uso únicamente de los costos necesarios para mantener y operar la potencia contratada por el ICE.

Petitoria

- *Que la IE justifique, explique y corrija, la inclusión en el cálculo de la banda tarifaria únicamente de los costos de explotación asociados a la potencia contratada por el ICE.*

Respuesta

En relación con la manifestación del opositor sobre la utilización de únicamente los costos necesarios para mantener y operar la potencia contratada por el ICE y no la totalidad de los costos de operación y mantenimiento de la planta, y que la IE debe demostrar que siguió lo indicado clara y expresamente en la metodología, es necesario aclarar que la metodología tarifaria establecida mediante la resolución RE-0021-JD-2022, establece sobre la fuente de información para el cálculo de los costos de explotación, que:

“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 operarla 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. Se utilizará la información financiero-contable del último reporte anual disponible, como se

detallará más adelante, a la fecha de inicio del proceso de fijación tarifaria, con la apertura de los respectivos expedientes administrativos (uno para plantas hidroeléctricas y otro para plantas eólicas), de conformidad con las disposiciones de contabilidad regulatoria emitidas para este sector.”

En cumplimiento de lo anterior, tal y como consta en el informe IN-0140-IE-2022 del 31 de octubre de 2022 (folios 2 a 60) que contiene la propuesta llevada a audiencia pública, para determinación de los costos de explotación, se siguió el procedimiento establecido en la metodología tarifaria de la siguiente manera:

En primer lugar, se utilizó como información insumo para el cálculo de los costos de explotación, la contabilidad regulatoria para el sector de generación privada, establecida mediante la resolución RIE-132-2017 y su actualización, la resolución RE-0060-IE-2021, cuya documentación de respaldo está dispuesta para consulta pública en el expediente OT-034-2022.

Al respecto, es importante mencionar que la resolución RE-0060-IE-2021, mediante la cual se actualizó la contabilidad regulatoria para los generadores privados, establece lo siguiente:

“El artículo 20 de la misma Ley se establece que: “No serán objeto de las disposiciones de esta ley los bienes y servicios de los prestadores, que no estén dedicados a brindar un servicio público. Los prestadores de estos servicios llevarán contabilidades separadas que diferencien la actividad de servicio público de las que no lo son. En todo caso, los ingresos y costos comunes deberán consignarse de acuerdo con las normas técnicas que permitan una distribución...”

*“Como proyecto paralelo al anterior, el 22 de diciembre de 2017, mediante la resolución RIE-132-2017, la IE estableció la contabilidad regulatoria en 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, **esto con el objeto de contar con información financiera-contable de los generadores privados y similares autorizados por Ley de forma estandarizada, suficiente y correspondiente solamente a la prestación del servicio público**, que sirva de insumo para labores regulatorias, como las tarifarias, de seguimiento y fiscalización que realice la Intendencia de Energía y la Aresop en general.” Lo resaltado no corresponde al original.*

Se desprende de lo anterior, que la contabilidad regulatoria tiene entre sus principales objetivos, la instrumentalización del artículo 20, que le establece la obligatoriedad a los prestadores de los servicios públicos de llevar de forma separada la contabilidad correspondiente al servicio público, por lo que al emplear para el cálculo de los costos de

explotación, de la fijación tarifaria que nos ocupa, los formatos estandarizados que componen la contabilidad regulatoria, los cuales captan de forma más precisa y confiable los registros contables de las operaciones y transacciones solamente del servicio público, se está considerando únicamente lo rubros de costos y gastos de la actividad regulada de generación eléctrica, tal como lo menciona el ICE en su argumento.

En segundo lugar, la metodología tarifaria establece que la información debe estar justificada, de modo que se contemplen costos únicamente los costos útiles y utilizables necesarios para prestar el servicio público regulado, que es la venta de energía al ICE y que no se consideren aquellos que no sean los necesarios para mantener y operar la potencia contratada por el ICE, ni los definidos en el artículo 32 de esa misma Ley, por lo que tal y como consta en el informe IN-0140-IE-2022, llevado a audiencia pública, se procedió de la siguiente manera:

“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 2021. 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-034-2022, además se incluye en el anexo 17 “Información de Contabilidad Regulatoria” del presente informe.”

Lo anteriormente citado, se puede constatar tanto en el “Anexo 16 Aplicación tarifaria Hidroeléctrica Existentes (AP)” (folio 61), archivo en formato Excel que contiene los cálculos que respaldan los montos indicados en el informe IN-0140-IE-2022, en el cual como parte del proceso de mejora continua en las fijaciones tarifarias que lleva a cabo la IE, se ha incorporado en la “CR1-CE-H” hoja en la que se revisan los costos y gastos de las empresas analizadas, el detalle de las justificaciones que brindan los prestadores sobre la asociación y el beneficio de cada costo y gasto para el servicio público, así como, las exclusiones de rubros realizadas por parte de la IE, por no considerarse necesarios, por ser excesivos o por no estar adecuadamente justificados al amparo de lo establecido en los artículos 32 y 33 de la Ley 7593.

Adicionalmente, como se detalla tanto en el apartado de “Antecedentes”, como en el apartado 2 “Información contable proveniente de la Contabilidad Regulatoria”, se puntualizan los oficios remitidos a las empresas, así como, las respectivas respuestas con sus folios correspondientes contenidos en el expediente público OT-034-2022, oficios mediante los cuales la IE les solicitó a las entidades reguladas, requerimientos de

información adicional y/o complementaria para 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.

Bajo esa misma inteligencia, es relevante extraer del informe IN-0140-IE-2022, lo siguiente:

“En ese sentido, señalar que, para esta fijación tarifaria, las empresas reguladas de generación privada presentaron por primera vez su contabilidad regulatoria según la actualización realizada mediante la resolución RE-0060-IE-2021 y los formularios complementarios establecidos en dicha resolución, cuyo propósito era incorporar mejoras para fortalecer la transparencia y confiabilidad de la información regulatoria. Estos reportes tienen la intencionalidad de promover la simplificación y la transparencia en la información presentada por las empresas reguladas y de proveer al regulador de mejores insumos de análisis en los procesos regulatorios, lo cual conduce a un proceso más eficiente y transparente en los análisis realizados por la Intendencia, para los estudios tarifarios del sector, así como a reflejar de manera apropiada la realidad del sector.”

Como se puede observar de la cita anterior, mediante la RE-0060-IE-2021, la IE implementó los formularios complementarios a la contabilidad regulatoria para fines tarifarios, con la finalidad de disponer de una manera más eficiente, trazable y transparente los insumos fundamentales para la realización de revisiones e imputaciones más rigurosas, eficientes y trazables de los datos considerados en el cálculo de las variables de costos de explotación, inversión y apalancamiento, en los procesos de fijaciones tarifarias.

En este contexto, se evidencia que la IE siguió un procedimiento trazable y transparente para la revisión de los costos y gastos de las empresas a considerar en el cálculo tarifario, cuyo análisis y validación se realizó en apego a la metodología tarifaria, por lo que no lleva razón el opositor al indicar que no se pueda corroborar que los datos considerados por la IE sean correctos según lo ordenado por la metodología respectiva.

En cuanto a lo argumentado por el ICE sobre que la contabilidad regulatoria considera la potencia total instalada de cada planta y que es necesario que la IE compruebe que incorporó en el cálculo de la banda tarifaria únicamente los costos asociados a la potencia contratada por el ICE como lo estableció la metodología tarifaria, se aclara que al considerar en el cálculo, los rubros y montos que pudieron ser demostrados y justificados como necesarios para el servicio público, se está cumpliendo con lo establecido en la metodología ya que esos costos son los comprobados como indispensables para operar la potencia contratada por el ICE.

Al respecto, es importante traer a colación lo indicado en el informe IN-0010-CDR-2022, mediante el que se atendieron las posiciones presentadas a la audiencia pública del proceso que dio origen a la metodología RE-0021-JD-2022, en la cual el ICE argumentó en su oposición lo siguiente:

“La ARESEP no es explícita en la forma en que la Intendencia de Energía (IE) va a reconocer únicamente los costos relacionados con la potencia contratada con el ICE (...) existe todavía una amplia discrecionalidad en la forma de establecer los costos que estén relacionados estrictamente con la potencia contratada con el ICE. /// (...)

En ese sentido, es requerido que la metodología indique claramente el procedimiento con el que la IE va a asegurar que los costos que reconocerá a las empresas de generación privada son los que, además de cumplir con el artículo N° 32, correspondan a la proporción utilizada para la generación de energía (potencia de contrato) de cada una de las plantas. // Por tanto, es criterio del ICE que la metodología debe incluir en los casos en que la potencia contratada sea menor que la potencia instalada (...) un factor con el que la IE asegure que los costos reconocidos serán, además, lo que estén directamente relacionados con la potencia contratada de cada una de las plantas.”

En respuesta a la oposición del ICE, el CDR indicó:

*“Se considera que la propuesta del ICE hace una doble reducción de los gastos y costos, ya que el objetivo de la **contabilidad regulatoria es exactamente la separación contable entre servicios regulados y no regulados**, por lo que ese concepto está intrínseco en las aplicaciones que se hagan de ese instrumento regulatorio. Es decir, la información obtenida de la fuente contiene esa separación y asignación entre actividades reguladas y no reguladas y al ser utilizada en las fijaciones tarifarias corresponde al aplicador en el ejercicio de sus funciones tarifarias, revisar que los rubros considerados en el cálculo tarifario sean los realmente necesarios para el servicio público, por lo que no sería correcto incluir un "ajuste" en la metodología por ese mismo concepto.”*

Como se puede observar en la respuesta dada a la oposición del ICE sobre la metodología tarifaria establecida mediante la RE-0021-JD-2022, el ICE pretendía que los costos a contemplar en el cálculo, además de ser obtenidos de la contabilidad regulatoria, que como se explicó ampliamente corresponde exclusivamente al servicio público, y de cumplir con la revisión que realiza la IE según lo establecido en la Ley 7593, que corresponda a la proporción utilizada para la generación de energía (potencia de contrato) de cada una de las plantas.

No obstante, como se le indicó al ICE en la respuesta a su oposición a la metodología, lo pretendido por el ICE implicaría una doble reducción de costos y gastos y que la contabilidad regulatoria corresponde a los datos solamente del servicio público, la cual es revisada y validada por la IE para determinar los rubros a reconocer por Aresep en la fijación tarifaria, por lo que no lleva razón el opositor en su argumento.

Resumen:

Sobre el monto de inversión unitaria: señala la empresa que el costo de inversión representa los costos totales necesarios para construir una planta de generación en condiciones normales para nuestro país. Se refiere a que la IE obtuvo la información de la inversión de las plantas y equipos asociados al servicio público de las plantas eólicas existentes y que la metodología indica que en el cálculo se debe considerar únicamente la inversión correspondiente a la potencia contratada por el ICE.

Indica que la información brindada en la contabilidad regulatoria no es posible determinar que la IE haya utilizado únicamente la inversión correspondiente a la potencia contratada con el ICE. Manifiesta que la claridad de la facultad discrecional que sobre los aspectos técnicos en la fijación de las tarifas tiene la ARESEP y que esa discrecionalidad es la libertad de realizar análisis técnicos para determinar una metodología, pero también que dicha potestad no es arbitraria porque su existencia deviene de la ley y su ejercicio está delimitada por el bloque de legalidad.

De igual manera, manifiestan que la IE debe demostrar claramente e indicar el procedimiento que utilizó para dar cumplimiento a lo establecido en la RE-0021-JD-2022, referido al uso únicamente de la inversión asociada a la potencia contratada por el ICE, debido a que no se encuentra especificado en el informe IN-0137-IE-2022. Señala que se utilizarse la inversión asociada a la totalidad de la planta, la IE estaría incumpliendo lo establecido en la metodología y sobrevalorando el monto de inversión que deriva en un incremento en los límites de la banda propuesta, lo cual va en detrimento del cliente final quien tendrá que cubrir costos mayores en la tarifa de venta del servicio eléctrico.

Petitoria

- Que la IE justifique, explique y corrija, la inclusión en el cálculo de la banda tarifaria de únicamente la inversión correspondiente a la potencia contratada por el ICE.

Respuesta

Sobre el cálculo de la inversión unitaria, de la misma forma que en el punto 1 sobre los costos de explotación de su oposición, se refiere a que la IE debe demostrar claramente e indicar el procedimiento que utilizó para dar cumplimiento a lo establecido en la RE-0021-JD-2022 referido al uso únicamente de la inversión asociada a la potencia contratada por el ICE.

Al respecto, la metodología tarifaria indica lo siguiente sobre el cálculo de la inversión unitaria:

“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.”

De acuerdo a lo anterior, se le indica al ICE que tal y como consta en el IN-0140-IE-2022, la IE da cumplimiento a lo establecido en la metodología tarifaria, considerando la información correspondiente a la contabilidad regulatoria, que como se detalló ampliamente en la respuesta al punto 1 de la oposición, considera únicamente los rubros del servicio público y realizando las solicitudes de información adicional y complementaria a los prestadores del servicio público, para el análisis y validación correspondiente que llevaron a determinar los montos de inversión reconocidos en el cálculo tarifario.

En esa misma línea, tanto en el “Anexo 16 Aplicación tarifaria Hidroeléctrica Existentes (AP)” (folio 61), archivo en formato Excel que contiene los cálculos que respaldan los montos indicados en el informe IN-0140-IE-2022, en el cual como parte del proceso de mejora continua en las fijaciones tarifarias que lleva a cabo la IE, se ha incorporado en la “CR1-INV-H” hoja en la que se revisan y validan las inversiones de las empresas, las justificaciones de adiciones brindadas por los prestadores del servicio público, así como de los montos reconocidos por la IE.

Adicionalmente, como se detalla tanto en el apartado de “Antecedentes”, como en el apartado 2 “Información contable proveniente de la Contabilidad Regulatoria”, se puntualizan los oficios remitidos a las empresas, así como, las respectivas respuestas con sus folios correspondientes contenidos en el expediente público OT-034-2022, oficios mediante los cuales la IE les solicitó a las entidades reguladas, requerimientos de información adicional y/o complementaria para la revisión, análisis y validación de la información y documentación presentada por las empresas con sus justificaciones trazables y razonables sobre las inversiones del servicio público, según los lineamientos establecidos en la Ley 7593.

Por último, de la misma forma que se le indicó en la respuesta al punto 1 de su oposición, la información de contabilidad regulatoria revisada y validada por la IE contempla las inversiones necesarias para el servicio público, es decir, para operar la potencia contratada por el ICE; por lo que tal y como se menciona en el informe IN-0010-CDR-2022, si se hiciera alguna corrección por la potencia contratada, como propone el ICE se estaría incurriendo en una doble reducción de la inversión, por lo que no lleva razón el opositor en su argumento.

Resumen:

Sobre las adiciones a las inversiones en la contabilidad regulatoria: El opositor indica que, en el cálculo del costo histórico de inversión, la IE incluye las adiciones en inversiones reportadas por las diferentes plantas en la contabilidad regulatoria del periodo 2021. Sobre lo cual manifiesta que en caso de que las adiciones formen parte de los costos históricos, las mismas no debería ser indexada ya que se adicionó en el año 2021 y no a partir de la fecha de entrada en operación comercial de la planta y estaría generando un sobrecosto por efecto de escalonamiento.

Adicionalmente, manifiesta que la determinación de la tarifa debe basarse de manera exclusiva en los costos de la prestación del servicio, es por ello por lo que el regulador puede establecer una diversidad de metodologías, pero la facultad dada a la Aresep no es irrestricta, y no se trata de satisfacer el interés propio de la Administración Pública titular o gestonaria del servicio, o del concesionario, como tampoco el interés particular del usuario, deberá procurar la satisfacción del interés general de los ciudadanos.

Petitoria:

- Que la IE elimine la indexación de las adiciones de la estimación de la inversión en el cálculo de la banda tarifaria, las cuales no deben ser indexadas conjuntamente con el costo histórico dado que no fueron realizadas en la fecha de entrada en operación comercial de la planta. Asimismo, que justifique y explique el procedimiento seguido a este respecto.
- Que la IE calcule la banda tarifaria para generadores privados eólicos existentes con los ajustes derivados de las petitorias anteriores.

Respuesta:

En respuesta a lo argumentado por el ICE, primeramente es pertinente aclarar que la IE realiza un análisis técnico riguroso de la información aportada por los prestadores de los servicios públicos, con el propósito de velar por el principio de servicio al costo, de conformidad con lo establecido en la Ley 7593, 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 establecido en el artículo 31 de la misma Ley; teniendo como objetivo la armonización de los intereses de usuarios, consumidores y prestadores del servicio público.

En adición, en relación con la manifestación del ICE, en el sentido de que las adiciones de activos no deberían ser indexadas, considerando que se adicionaron en el 2021 y no a partir de la entrada en operación comercial, es necesario referirse a lo que indica la metodología tarifaria sobre el tema en cuestión:

“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.

6.2 Criterios para los ajustes tarifarios

Actualización del monto de inversión en activos fijos

Para actualizar al presente el costo de la inversión o variable “I” a la fecha de corte de la información tarifaria que es el 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, se utilizará un índice de precios representativo, según la siguiente fórmula:

$$I_n = I_{n-1} * \left(\frac{IPR_n}{IPR_{n-1}} \right)$$

En donde:

n = Inversión actualizada.

In-1 = Inversión del periodo anterior.

IPRn= Índice de Precios representativo actual.

IPRn-1 = Índice de Precios representativo del periodo anterior.”

Como se puede observar, para la determinación de la vida en operación de la planta, la metodología establece que se considere la diferencia entre el cierre fiscal anterior a la fijación tarifaria y el momento en que la planta inició operación para la venta al ICE, es decir, considera el año en que la inversión empezó a ser utilizada para la producción de energía vendida al ICE, sin hacer distinción en los demás años en los que se adicionaron activos al activo principal productivo, lo cual por ende debe ser consistente con el periodo utilizado como inicial para indexar el valor del activo que es el costo histórico del momento en que la planta inició operación para la venta al ICE, como lo realizó la IE en la propuesta llevada a audiencia pública mediante el IN-0140-IE-2022.

Es necesario recordar que la metodología tarifaria establecida mediante la RE-0021-JD-2022, se basa en un modelo de industria, en el que se determina un valor de inversión unitaria promedio, por lo que no es de aplicación individual a cada empresa, de modo que la metodología no ahonda en establecer procedimientos para abordar situaciones particulares de las empresas.

Por lo anteriormente detallado, no es viable lo planteado por el ICE de hacer diferenciaciones de las fechas de entrada en operación de las adiciones que componen el valor del activo al costo histórico empleado tanto para la determinación de la inversión unitaria, como para el cálculo de la vida en operación de la vida en la variable factor promedio de antigüedad de las plantas. En este contexto, se puede observar que no lleva razón la opositora en su argumento.

En relación con la petitoria de que la IE calcule la banda tarifaria para generadores privados hidroeléctricos existentes con los ajustes derivados de los puntos anteriores, según lo analizado por la IE y ampliado en las respuestas anteriores, se puede observar que lo señalado por la opositora no requiere modificaciones en los cálculos tarifarios de las variables correspondientes.

4. Oposición: El Embalse Sociedad Anónima, cédula jurídica número 3-101-147487, representada por el señor Carlos Eduardo Chaves Obando, cédula de identidad número 1-0450-0312, en su condición de representante legal.

Observaciones: No hace uso de la palabra en la audiencia pública. Presenta escrito (visible a folio 236).

Notificaciones: Al correo electrónico: hidros@ice.co.cr

5. Oposición: Hidro Venecia Sociedad Anónima, cédula jurídica número 3-101-153836, representada por el señor José Alberto Rojas Rodríguez, cédula de identidad número 2-0279-0612, en su condición de representante legal.

Observaciones: No hace uso de la palabra en la audiencia pública. Presenta escrito (visible a folio 240).

Notificaciones: Al correo electrónico: hidros@ice.co.cr

6. Oposición: Hidroeléctrica Caño Grande Sociedad Anónima, cédula jurídica número 3-101-117981, representada por el señor José Alberto Rojas Rodríguez, cédula de identidad número 2-0279-0612, en su condición de representante legal.

Observaciones: No hace uso de la palabra en la audiencia pública. Presenta escrito (visible a folio 241).

Notificaciones: Al correo electrónico: hidros@ice.co.cr

Las oposiciones 4, 5 y 6 presentadas por las empresas El Embalse Sociedad Anónima, Hidro Venecia Sociedad Anónima e Hidroeléctrica Caño Grande S.A., contienen los mismos argumentos y petitorias (según consta en los folios 236, 240 y 241), por lo cual, para su atención se les responderá a las tres empresas en conjunto.

Resumen:

La tarifa piso no incluye todos los costos y no cumple con la normativa: Sobre la estructura tarifaria la opositora indica que la metodología plantea una propuesta específica, sino que dejan esa opción como una variable a ser acordada entre las Partes.

La empresa argumenta que la tarifa piso no incluye todos los costos y no cumple con la normativa. Así mismo no cumple con el principio de servicio al costo y equilibrio financiero del prestador del servicio público. Garantizar el equilibrio financiero.

Adicionalmente la opositora indica que la Tarifa Piso, tal y como se plantea, sólo permite recuperar parte de los costos de operación y mantenimiento de los generadores existentes, lo cual está en abierta contradicción con lo señalado en la Ley 7593 y en el Reglamento Sectorial de Servicios Eléctricos.

Respuesta:

Con respecto a lo manifestado por la opositora de que la tarifa piso solo permite recuperar parte de los costos de operación y mantenimiento y que no cumple con la normativa del principio del servicio al costo y equilibrio financiero del servicio público, es importante precisar que, respecto a los límites de la banda, la metodología tarifaria establecida mediante la RE-0021-JD-2022, en su apartado "2 Alcance" indica:

"El límite superior de las bandas tarifarias (tarifa tope) se determinará considerando el costo de explotación promedio más una desviación estándar, calculando cada tope por grupo de plantas hidroeléctricas y eólicas respectivamente con la información correspondiente a cada fuente de generación por separado.

El límite inferior de las bandas tarifarias (tarifa piso) se determinará con base en el promedio de costo de explotación menos tres desviaciones estándar para cada grupo de plantas hidroeléctricas y eólicas respectivamente, a las cuales se pretende aplicar la metodología."

Como se puede observar, la metodología tarifaria vigente establece el mecanismo de cálculo para la determinación de ambos límites inferior y superior de la banda tarifaria, procedimiento que la IE aplicó en la propuesta llevada a audiencia pública mediante el IN-0140-IE-2022.

Considerando lo anterior, se le aclara al opositor que, por ser un tema de orden metodológico, de conformidad con el artículo 17 inciso 1 del Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Aresep y su órgano desconcentrado (RIOF), corresponde a esta Intendencia aplicar las metodologías vigentes aprobadas por la Junta Directiva. Es por ello que la Intendencia de Energía, al momento de aplicar la metodología dispuesta por medio de la RE-0021-JD-2022 no es competente para modificarla según los términos argumentados por el opositor.

No obstante, como referencia informativa, el argumento que plantea la empresa opositora sobre la tarifa piso fue abordado por el CDR en el IN-0010-CDR-2022, informe mediante el cual atiende las posiciones presentadas a la audiencia pública en el proceso de aprobación de la metodología tarifaria establecida mediante la RE-0021-JD-2022, de la siguiente manera:

“Es importante indicar que todos los argumentos del opositor refieren sobre la forma propuesta de establecer el límite inferior de la banda y alegan que tendrían un desequilibrio financiero con esa tarifa piso, por lo que a continuación se responden en conjunto.

En primera instancia de la oposición presentada pareciera concluirse que la empresa considera que el ICE va a establecer unilateralmente la tarifa piso de la banda propuesta como tarifa de compra-venta para todos los contratos con los generadores privados; al respecto se indica que eso es una simple presunción del opositor porque la propuesta es clara que uno de sus objetivos es "d. Establecer una flexibilización tarifaria que le permita a las partes replantear la forma de establecer el precio de compra venta de energía a estas plantas y al ICE recontractar a aquellas que ya han tenido contratos de compraventa con anterioridad, permitiendo que el precio sea un factor ofertado que pueda ser considerado en el establecimiento de los mismos.

Como se observa, esta propuesta introduce la opción de que las partes acuerden precios dentro del rango de tarifas que llegaría a aprobar la Autoridad Reguladora. Aspecto que no es nuevo para el sector, se recuerda al opositor que esta figura de bandas se utiliza para establecer las tarifas de las plantas nuevas hidroeléctricas y eólicas, además de la plantas con tecnología fotovoltaica, y que además son mecanismos que están vigentes y se han utilizado desde el año 2011, y que su aplicación no ha sido unilateral por parte del ICE ni se han acordado las tarifas piso en todos los casos, más bien, en los casos donde eso ha ocurrido ha sido por ofrecimiento de los generadores privados en los concursos realizados por el ICE.

Como segundo aspecto importante de aclarar al opositor es que la propuesta es clara en que la fijación de tarifas se basa en un modelo industria, eso quiere decir que aunque en el cálculo se utilice la información real de instrumentos financieros- regulatorios como la contabilidad regulatoria, eso no implica que se calculen tarifas de manera individual para cada prestador de servicio público al que le aplicaría la propuesta, sino que la banda tarifaria que establecería la

Autoridad Reguladora busca dar una señal de eficiencia de industria, que al final traslade esas eficiencia de industria a los usuarios finales del servicio eléctrico. El establecimiento de tarifas industria está altamente discutido en sedes administrativas y judiciales y se usa para muchos de los servicios regulados incluidos los generadores privados, no solo con la metodología vigente para este grupo de plantas existentes sino para las plantas nuevas.”

Con respecto al equilibrio financiero, se le recuerda al opositor que no basta con decir que hay desequilibrio financiero, sino que ese es un hecho que debe ser demostrado, Adicionalmente, la resolución RE-0206-JD-2021 “Política Regulatoria de la Autoridad Reguladora los Servicios Públicos” indicó que:

“Se entenderá el concepto de equilibrio financiero mencionado en el artículo 31 de la Ley 7593, como aquel equilibrio financiero eficiente producto de la aplicación de modelos regulatorios que promueven la eficiencia de la industria y por ende del prestador, como los de estructura productiva modelo, o mediante evaluación comparativa (benchmarking, yardstick) y precios topes (Price cap) entre otros.”, por lo tanto, no es simplemente obtener una igualdad contable entre ingresos y costos, es más que eso, se deben hacer análisis integrales que involucren muchas variables y su comparación con las otras empresas del sector. En el caso particular, se está tarifando a empresas que se supone que ya recuperaron su inversión, la cual es la premisa de las plantas existentes desde el año 2010 en el cual se estableció la metodología vigente, incluso muchas de las plantas que les aplicará esta propuesta de metodología están llegando a su vida útil o la han sobrepasado, y dado que en el mercado hay una sobre oferta, la Aresep consideró prudente hacer una banda amplia que permita dar flexibilidad al mercado y con ello eficiencia.”

Por otra parte, la empresa opositora menciona que “se demuestra cuantitativamente de la información que consta en el expediente, es contraria a lo manifestado por el Intendente de Energía ante consultas de mi representada mediante oficio OF-1012-IE-2022...”, por lo que es necesario aclarar que el extracto del oficio mencionado por el opositor es sobre una referencia del citado informe IN-0010-CDR-2022, que establece sobre el servicio al costo, lo siguiente:

“Como segundo aspecto relevante en relación con el cumplimiento del principio del servicio al costo, se le indica al opositor que la propuesta metodológica prevé que en los cálculos de sus variables de costos de explotación y de inversión, se utilicen instrumentos que contienen información real de las empresas reguladas, como la contabilidad regulatoria, mediante el cual se garantiza el acceso a la información asociada a la prestación del servicio público, lo que permite dar transparencia en la trazabilidad de los datos y reducir la asimetría de información necesaria para armonizar los intereses entre usuarios y prestadores de los servicios públicos.

En ese sentido es importante aclarar al opositor que la propuesta es clara en que la fijación de tarifas se basa en un modelo industria, esto quiere decir que aunque en el cálculo se utilice la información real de instrumentos financieros-regulatorios como la contabilidad regulatoria, eso no implica que se calculen tarifas de manera individual para cada prestador de servicio público al que le aplicaría la propuesta, sino que la banda tarifaria que establecería la Autoridad Reguladora busca dar una señal de eficiencia industria, que al final traslade esas eficiencias de industria a los usuarios finales del servicio eléctrico. El establecimiento de tarifas industria ha sido ampliamente discutido en sedes administrativas y judiciales y ha sido utilizado en varios servicios regulados incluidos la generación eléctrica de generadores privados desde que se regulan sus precios.

*Adicionalmente, lo indicado en el informe IN-0021-CDR-2021 llevado a audiencia pública, se refiere a que el nivel mínimo de la banda **se ha determinado para ser suficiente para que el prestador del servicio o generador privado pueda al menos cubrir sus costos de operación y mantenimiento y que este sea tomado en cuenta al firmar un contrato**, de modo que se cumplan los principios regulatorios, no obstante, el precio que se defina entre el vendedor y el comprador puede oscilar entre los límites de las bandas establecidas, según lo acuerden las partes.”(Lo resaltado no es del original).*

Se desprende de lo anterior, que lo indicado por la IE en el OF-1012-IE-2022, fue tomado del informe IN-0010-CDR-2022, sobre las oposiciones y coadyuvancias a la resolución RE-0021-JD-2022, por cuanto contiene el espíritu de lo dispuesto en la metodología tarifaria vigente, de manera, que no se acoge el argumento de la empresa opositora.

Resumen:

Solicitud de comprobación cuantitativa de que la Tarifa Piso cumple con la Ley: *Así mismo, la empresa opositora manifiesta que, se constata entonces que, con la Tarifa Piso, el generador privado obtiene un nivel de ingresos que le permite sufragar sólo parte de los costos que deberían ser reconocidos en tarifa. Como los costos totales del generador privado son mayores que los ingresos, se obtiene una pérdida operativa. A ese nivel tarifario el generador privado no cubre la totalidad de sus costos operativos, mucho menos recibe una retribución competitiva como estipula la ley. Por lo anterior, es evidente que la Tarifa Piso que pretende fijar la Intendencia de Energía de Aresep, atenta contra los principios de servicio al costo y equilibrio financiero del generador privado.*

Respuesta:

En relación con la solicitud de comprobación cuantitativa de que la tarifa piso cumple con la Ley, se considera pertinente aclarar que siendo según lo establecido en el artículo 17 inciso 1) del RIOF, la Intendencia de Energía deberá fijar los precios, tarifas y tasas de los servicios públicos bajo su competencia aplicando los modelos vigentes aprobados por Junta Directiva, la IE como aplicador, tiene como marco de acción la metodología tarifaria vigente, la cual en el caso que nos ocupa es la establecida mediante la resolución RE-0021-JD-2022.

En este contexto, se le indica que en el informe IN-0140-IE-2022 del 31 de octubre de 2022 y el “Anexo 16 Aplicación Tarifaria Hidroeléctricas Existentes (AP)” (folio 61), que contiene la aplicación de las fórmulas de cálculo de las variables como costos de explotación, inversión, factor de planta y rentabilidad, así como los datos y fuentes de información considerados en la determinación de la banda tarifaria, cálculos sustentados en revisiones, análisis y validaciones por parte de la IE, para el cumplimiento a lo dispuesto por el principio del servicio al costo y demás lineamientos establecidos en la Ley 7593.

Lo anterior en estricto apego a los procedimientos, fórmulas y criterios establecidos por la metodología tarifaria vigente para el cálculo de la propuesta de fijación tarifaria, por lo que se le indica al opositor que en los citados folios del expediente puede encontrar toda la documentación correspondiente al cumplimiento del marco normativo vigente.

Resumen:

Dimensionamiento de la Estructura Tarifaria: *La empresa argumenta que la tarifa promedio que propone la Intendencia de Energía, como un valor monómico, es el que permite reconocer todos los costos a los generadores, incluyendo la retribución competitiva que corresponde, aplicando ese valor monómico para toda la producción en el año.*

En ese sentido, argumenta que lo importante desde el punto de vista de las bandas es que el valor total acumulado en el año, de los kilovatios hora vendidos, esté dentro de las bandas. Pero no necesariamente que sea así para un periodo de tiempo limitado durante el año, donde mediante factores adimensionales de la estructura tarifaria pudiera ser que transitoriamente haya un valor por encima o debajo de las bandas planteadas por Aresep.

Respuesta:

El opositor se refiere a la tarifa promedio con un valor monómico de la propuesta de fijación tarifaria, haciendo referencia a un párrafo de la metodología tarifaria que menciona como una limitación, por establecer que los precios que se definan de la aplicación de la tarifa o de una estructura tarifaria deben estar dentro de la banda correspondiente, sobre lo cual es necesario citar de la resolución RE-0021-JD-2022, lo siguiente:

“(…)

1. ESTRUCTURA TARIFARIA

*Para las plantas de generación eléctrica que les aplique esta metodología, las cuales fueron indicadas en el apartado de Alcance de la presente metodología, **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 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.

“(…)”

En línea con lo anterior, la IE determinó la banda tarifaria calculando sus límites inferior y superior, según el procedimiento establecido en la metodología tarifaria vigente, por lo que se resalta que según el extracto citado de dicha metodología, las partes negociadoras pueden acordar ya sea una tarifa única o estructura tarifaria, cualquiera que se elija siempre deberá mantenerse dentro del sistema de bandas tarifarias fijado por Aresep, por lo que se encuentra fuera del alcance de este estudio tarifario la valoración presentada por la empresa opositora en su posición, por lo que se no es posible acoger el argumento.

Resumen:

Responsabilidad de los funcionarios: *La empresa alerta a los funcionarios de Aresep que han participado en el proceso de definición de la metodología y de la fijación tarifaria de que proceder con una tarifa contraria a la ley puede acarrear responsabilidades de índole disciplinario, civil y penal para aquellos funcionarios que dicten la conducta administrativa.*

Al respecto, indica que el momento de discutir la metodología ya pasó pero que es hasta este momento cuando la Aresep como un todo puede percatarse de las graves consecuencias de la aplicación metodológica. Además, argumentan que no es correcto que la Aresep delegue la responsabilidad de fijar las tarifas en un acuerdo de las partes.

Respuesta:

En relación con la alerta que realiza la opositora de que proceder con la fijación tarifaria es contraria a la Ley, podría acarrear responsabilidades de índole disciplinario, civil y penal para aquellos funcionarios que dicten la conducta administrativa, se reitera que la IE en el ejercicio de sus competencias y facultades está llevando a cabo el presente proceso de fijación tarifaria según el ordenamiento jurídico vigente, toda vez que está acatando lo establecido en la metodología tarifaria vigente aprobada por la Junta Directiva de Aresep mediante la RE-0021-JD-2022.

En ese mismo sentido, tal y como lo reconoce la empresa en su posición, en este expediente no se están discutiendo asuntos de carácter metodológico, por lo que como se mencionó anteriormente, esta fuera del alcance de esta Intendencia y de este expediente tarifario, el análisis de lo argumentado por la empresa.

En ese contexto, se le aclara al opositor que, de conformidad con el artículo 17 inciso 1 del Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Aresep y su órgano desconcentrado (RIOF), corresponde a esta Intendencia aplicar las metodologías vigentes aprobadas por la Junta Directiva, razón por la cual la Intendencia de Energía no es competente para modificar su aplicación en los términos argumentados por el opositor.

Por lo anterior, se le indica al opositor que su manifestación, así como sus peticorias por el abordaje de temas de carácter metodológico, serán trasladadas al Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR), esto considerando que el CDR es el órgano interno responsable de realizar la revisión, actualización y desarrollo de las metodologías tarifarias, que posteriormente son aprobadas por la Junta Directiva de Aresep.

Peticorias

- *Que se deje sin efecto la fijación de la Tarifa Piso de la propuesta tarifaria que consta en el expediente ET-096-2022.*

- Que se traslade la responsabilidad de corregir las consecuencias de la metodología a la Junta Directiva que es el ente que aprueba las metodologías, y al Centro de Desarrollo de la Regulación.
- Que se haga el cálculo individual de la Tarifa Piso para cada planta afectada, para corroborar lo aquí descrito, de que dicha propuesta de Tarifa Piso incumple con la Ley de ARESEP.
- Que se dimensione y aclare que la restricción a que los precios no sobrepasen las bandas se refiere al ejercicio anual de la relación de compra-venta de energía eléctrica, y no a un solo periodo instantáneo dentro del año, cuando por razones de flexibilidad entre las Partes, puede ser conveniente una estructura horario-estacional que temporalmente sobrepase dichos valores.

Respuesta:

Según las respuestas brindadas a la empresa opositora en los puntos anteriores, la metodología tarifaria vigente establece el mecanismo de cálculo para la determinación de la banda tarifaria, procedimiento que la IE aplicó en la propuesta llevada a audiencia pública mediante el IN-0140-IE-2022. Al ser un tema de orden metodológico, de conformidad con el artículo 17 inciso 1 del Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Aresep y su órgano desconcentrado (RIOF), corresponde a esta Intendencia aplicar las metodologías vigentes aprobadas por la Junta Directiva, razón por la cual la Intendencia de Energía no es competente para modificar su aplicación en los términos argumentados por el opositor.

Por su parte, el argumento que plantea la empresa opositora sobre la tarifa piso fue abordado por el CDR en el IN-0010-CDR-2022, referenciado y ampliado en los puntos anteriores.

7. Oposición: Compañía Hidroeléctrica Doña Julia Sociedad De Responsabilidad Limitada, cédula jurídica número 3-102-124093, representada por el señor Omar Miranda Murillo, cédula de identidad número 05-0165-0019, en su condición de representante legal.

Observaciones: No hace uso de la palabra en la audiencia pública. Presenta escrito mediante escrito (visible a folio 237).

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

Resumen:

Suspensión de la fijación tarifaria dada la ausencia de un precio de referencia: La empresa opositora manifiesta que hasta que se aclare cuál tarifa de referencia aplica para las plantas que tienen un Contrato Vigente de Venta de Energía al ICE, no se puede continuar con el trámite de fijación tarifaria de referencia, por cuanto la ARESEP estaría creando una imposibilidad de facturar energía a CHDJ a partir de mediados del mes de enero de 2023.

Expone que según las consultas remitidas a Aresep, las respuestas no aclararon cuál de esas tarifas seguiría aplicando a partir de enero; indica que la respuesta del CDR los deja en una incertidumbre dado que pueden aplicar cualquiera de los precios de la banda tarifaria.

Indica que ante la incertidumbre metodológica es única y exclusivamente responsabilidad de la ARESEP, no debe continuarse con el trámite de fijación tarifaria hasta que se haya dado la aclaración correspondiente por parte de la Junta Directiva sobre la tarifa de referencia aplicable.

Petitoria:

- Que se suspenda la fijación tarifaria de referencia hasta tanto la Junta Directiva realiza la debida aclaración de cuál es la tarifa de referencia que aplica para las plantas como CHDJ que tienen un Contrato de Venta de Energía al ICE vigente.
- Que se la suspensión solicitada se realice con carácter de urgencia, por cuanto durante el mes de enero la empresa factura en ventas de energía al ICE aproximadamente \$25 mil dólares diarios, los cuales estarían en peligro de poder facturarse oportunamente ante la ausencia de una definición de la tarifa de referencia a aplicar.

Respuesta:

Suspensión de la fijación tarifaria dada la ausencia de un precio de referencia: En relación con lo manifestado por la empresa opositora en su posición, respecto de las consultas realizadas a Aresep sobre la tarifa de referencia, valga destacar que mediante el oficio CHDJ-GG-032-2022 del 22 de noviembre de 2022, la Central Hidroeléctrica Doña Julia S.R.L, le consultó a la IE lo siguiente:

“Cada uno de los pasos antes indicados que deben seguirse de acuerdo con la presupone la metodología, llevarán varias semanas, por lo que partiendo del mejor escenario de que una negociación con el ICE se pueda llevar de la forma más fluida posible, tomarán varias semanas o incluso meses la negociación, adenda y finalmente el refrendo por parte de ARESEP.

En virtud de lo anterior, requerimos que se nos aclare cuál tarifa seguirá vigente mientras se realizan los pasos del trámite antes mencionado establecido en la Metodología:

a) Seguirá aplicando la tarifa actual (RE-0001-IE-2022 del 6 de enero de 2022) de \$06165 kwh, o,

b) Aplicará el eventual monómico con base en el cual se fije la banda tarifaria que según el Informe de referencia sería \$0,06350 kwh.”

En respuesta a dicha solicitud, la IE mediante el oficio OF-1006-IE-2022, le indicó a Doña Julia, que debido al contenido de carácter metodológico de la consulta, de conformidad con las funciones establecidas en el Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Aresep y su órgano desconcentrado (RIOF), la instancia competente de las actividades de formulación, revisión y actualización de los instrumentos regulatorio, incluida la valoración de cualquier consulta sobre el alcance e interpretación de los instrumentos sometidos a la aprobación de la Junta Directiva, por lo que mediante el OF-1007-IE-2022 se le trasladó al CDR la nota consultante de Doña Julia.

Por su parte, el CDR por medio del oficio OF-0415-CDR-2022, le indicó a la empresa opositora lo siguiente:

“(…)

Como se desprende de lo anterior, la metodología tarifaria es aplicable tanto a generadores privados que renueven contratos, como a generadores privados que cuenten con un contrato vigente, para estos segundos, la aplicación de la metodología no está condicionada a la negociación de una adenda, sino que la misma brinda la opción de establecer adendas, si estas fueran requeridas en el momento en que se realiza la negociación entre las partes...

Por lo tanto, la metodología no establece la obligación de firmar adendas, pero de definirse una estructura tarifaria por parte del ICE, podrá formar parte de las bases de contratación (en caso de que así lo decida) y del contrato que se suscriba con el generador privado, motivo por el cual, en la propuesta se hace referencia a la adenda de estos, o bien a la recontractación.

En este contexto, sobre la solicitud de aclaración de cuál tarifa estaría vigente de previo a finalizar el trámite de una adenda, se indica que, en ese periodo se podría cobrar cualquier tarifa que se encuentre dentro de los límites establecidos en aplicación de la metodología (RE-0021-JD-2022) por parte de la Aresep, inclusive la tarifa que se encontraba vigente por medio de la resolución RE-0001-IE-2022 del 6 de enero de 2022 o cualquier otra que se encuentre dentro de los límites de la banda que establezca la Aresep.

(...)”

Como se puede observar del extracto anterior, el CDR le indicó a la empresa opositora que la metodología tarifaria es aplicable a contratos vigentes y que no está condicionada a la negociación de una adenda, por lo que la metodología al establecer el sistema de bandas, cabe la posibilidad de que a partir del proceso de negociación de las partes interesadas sea aplicable cualquier tarifa que se encuentre dentro de los límites de la banda que la IE llegue a fijar en el presente proceso tarifario.

Adicionalmente, Doña Julia por medio del oficio CHJD-036-2022 del 13 de diciembre de 2022 solicitó aclaraciones al CDR, consultando concretamente cuál sería la tarifa específica para facturar la energía que se entregará al ICE, a partir del primer día en que entre a regir la banda tarifaria, mientras se firma una adenda.

Al respecto, el CDR, solicitó criterio a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria (DGAJR), mediante el oficio OF-0424-CDR-2022 del 15 de diciembre de 2022, en el que consulta lo siguiente:

“Se entiende que cuando hay fijación con tarifa puntual y esta se actualiza, la nueva tarifa vigente sustituye a la anterior, por lo tanto, se hace la consulta para el caso en que se modifica la metodología de tarifa puntual y se pasa a una metodología por bandas, dado que en la banda se aprueba un vector de precios, pero no una tarifa específica o puntual.

Por lo que, si se pasa de una tarifa puntual a bandas tarifarias, pero no se ha dado la negociación entre el vendedor y el comprador, ¿cuál tarifa se debe cobrar mientras que las partes llegan a la negociación final?”

El 22 de diciembre de 2022, la DGAJR mediante el oficio OF-0976- DGAJR-2022, brindó respuesta a la consulta elaborada por el CDR mediante el oficio OF-0424-CDR-2022, indicando lo siguiente:

“Que la metodología tarifaria vigente, corresponde a la resolución RE-0021-JD-2022 del 29 de marzo de 2022, emitida por la Junta Directiva de Aresep y vigente a partir de su publicación en el diario oficial La Gaceta, el 19 de abril de 2022.

(...)

En virtud de lo anterior y tal y como lo señaló la IE -informe IN-0140-IE-2022- a la fecha de emisión de este criterio y hasta que culmine la fijación tarifaria tramitada ET-096-2022, con el dictado de la resolución tarifaria respectiva a partir de su publicación o lo que indique la resolución correspondiente según lo dispone el artículo 34 de la Ley 7593, la tarifa de referencia vigente para todos los generadores existentes, es lo dispuesto en la resolución RE-0001-IE-2022, del 6 de enero de 2022.

Ahora bien, una vez culminado el procedimiento de fijación tarifaria tramitada en el ET-096-2022, la cual corresponde a la aplicación anual de la metodología vigente RE-0021-JD-2022, que debe determinar la banda tarifaria, **la tarifa autorizada y vigente es cualquiera que se encuentre dentro del límite inferior y superior de la banda definida por la IE, como competente a nivel institucional para definir las** (artículos 17 y 19 del RIOF).

Al respecto, valga recalcar que la propia metodología vigente -RE-0021-JD-2022- expresamente señala en su punto 2 "Alcance", que las bandas tarifarias "les aplicarán a las plantas de generación privada existentes con contratos renovados vigentes y para aquellas plantas que deseen renovar un contrato a partir de la entrada en vigor de esta metodología". Y que "Esta metodología sustituye la metodología "Metodología de Fijación de Tarifas para Generadores Privados Existentes (Ley 7200) que firmen un nuevo contrato de compra-venta de electricidad con el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)", establecida mediante resolución RJD-009-2010 y modificaciones (RJD-027-2014 y RJD-017-2016), por lo que les aplica a todas aquellas transacciones cuya tarifa se calculaba con ese marco tarifario".

De igual forma, señala el instrumento metodológico vigente en el punto 6.3 relacionado con las competencias de la IE, que "En ningún momento los precios pagados, por la compra de energía eléctrica a los generadores privados que les aplique esta metodología, pueden ser mayores que el límite superior de la banda tarifaria vigente, ni menores que el límite inferior de esa banda".

Así mismo, en el punto 4 denominado "Estructura tarifaria", señala expresamente que "La tarifa o precios individuales resultantes de la aplicación de una estructura tarifaria, sí 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.

Se desprende del propio contenido de la metodología vigente RE-0021-JD-2022 que la tarifa autorizada y vigente, será cualquiera que se encuentre dentro del límite inferior y superior de la banda definida por la IE, dentro del expediente tarifario ET- 096-2022.

(...)" Resaltado y subrayado no es del original.

Al respecto, el CDR mediante el oficio OF-0440-CDR-2022 del 23 de diciembre de 2022, entre otras cosas, le indicó a la empresa consultante lo siguiente:

“(…)

Por lo anterior, se le aclara que el que el encargado de definir las tarifas en este caso es la Intendencia de Energía, esto según el Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado (RIOF), artículo 17 y 19.

De acuerdo con la consulta realizada mediante oficio OF-0424-CDR-2022 del 15 de diciembre de 2022 a la Dirección General de Asesoría Jurídica Regulatoria (DGAJR) sobre la tarifa que se debe cobrar mientras se realiza la negociación con el ICE, la DGAJR indica con el oficio OF-0976-DGAJR-2022 del 22 de diciembre de 2022, en la que se extrae textualmente:

(…)

En virtud de lo anterior y tal y como lo señaló la IE -informe IN-0140-IE-2022-, a la fecha de emisión de este criterio y hasta que culmine la fijación tarifaria tramitada ET-096-2022, con el dictado de la resolución tarifaria respectiva a partir de su publicación o lo que indique la resolución correspondiente según lo dispone el artículo 34 de la Ley 7593, la tarifa de referencia vigente para todos los generadores existentes, es lo dispuesto en la resolución RE-0001-IE-2022, del 6 de enero de 2022.

(…)

Se desprende del propio contenido de la metodología vigente RE-0021-JD-2022 que la tarifa autorizada y vigente, será cualquiera que se encuentre dentro del límite inferior y superior de la banda definida por la IE, dentro del expediente tarifario ET- 096-2022.

(…)

Por lo tanto, de acuerdo con lo mencionado anteriormente la Intendencia de Energía es la encargada de fijar las tarifas para el sector de generación de energía eléctrica y la metodología es clara en indicar que la tarifa que resulte de la aplicación debe estar dentro de la banda.

(…)”

Luego del análisis de lo solicitado por la empresa CHDJ y las respuestas brindadas por el CDR y la DGAJR, esta Intendencia concuerda con lo resuelto por las dos Direcciones y recalca que la metodología tarifaria en el apartado “2.1 Opciones de enfoque y conceptos regulatorios” establece que:

“En el caso particular, existen condiciones para que el precio específico a pagar por parte del ICE a los generadores privados, se establezca dentro de una banda tarifaria establecida por Aresep, ya que son plantas que han tenido dos o más contratos con ese instituto, se cuenta con información de costo de dichas plantas que están estandarizados bajo el mecanismo de Contabilidad Regulatoria y que son públicos. Por lo cual, al existir una negociación directa entre el comprador del servicio, el ICE y el vendedor, generadores privados, de llegarse a un acuerdo, sería por conveniencia de todos los interesados (incluidos los usuarios del servicio) y donde las partes puedan definir las condiciones de compra-venta; teniendo en cuenta que las cantidades están delimitadas por ley, como en el caso de la potencia, o bien son acordadas en el contrato (energía disponible y entregada).”

Ante lo anterior, la metodología es clara en que las partes deberán negociar cuál tarifa les resulta conveniente y que de ningún modo podría alegarse poder monopsonio de parte del ICE o desequilibrio financiero, dada la flexibilidad que brinda la banda de precios para que las partes negocien tarifas, según consta en la resolución RE-0021-JD-2022 del 29 de marzo de 2022, emitida por la Junta Directiva de Aresep y vigente a partir de su publicación en el diario oficial La Gaceta, el 19 de abril de 2022, misma que brindó tiempo suficiente para que las partes se prepararan para negociar una tarifa una vez que se aplique la metodología tarifaria y entre en vigencia la banda tarifaria estimada por la IE.

La IE le recuerda a la empresa lo establecido en el apartado “2 Alcance” de la metodología RE-0021-JD-2022, en la que señala:

“Las tarifas propuestas corresponden a valores máximos y mínimos, dentro de los cuales los agentes (generadores privados de energía e ICE) acordarán el precio contractual para la venta de energía, bajo el esquema de contratación que el ICE establezca aplicable a plantas que tengan contratos renovados vigentes o plantas que renueven contratos, como por ejemplo, negociaciones individuales por planta, licitaciones o subastas por bloques de energía o potencia, o bien, cualquier otro mecanismo de recontractación que defina esa institución, los cuales deberán considerar el precio ofertado por el generador como factor para la toma de decisión en dicho proceso.

El límite superior de las bandas tarifarias (tarifa tope) se determinará considerando el costo de explotación promedio más una desviación estándar, calculando cada tope por grupo de plantas hidroeléctricas y eólicas respectivamente con la información correspondiente a cada fuente de generación por separado.

El límite inferior de las bandas tarifarias (tarifa piso) se determinará con base en el promedio de costo de explotación menos tres desviaciones estándar para cada grupo de plantas hidroeléctricas y eólicas respectivamente, a las cuales se pretende aplicar la metodología.

Las bandas tarifarias (...) les aplicarán a las plantas de generación privada existentes con contratos renovados vigentes y para aquellas plantas que deseen renovar un contrato a partir de la entrada en vigor de esta metodología.

De igual manera, esta metodología tarifaria podrá aplicarse para determinar la tarifa de compra-venta de energía eléctrica entre generadores privados y otros compradores diferentes al ICE; siempre que se cumpla el ordenamiento jurídico aplicable, las normativas vigentes y las consideraciones, premisas y criterios expuestos para esta metodología.

Esta metodología sustituye la metodología “Metodología de Fijación de Tarifas para Generadores Privados Existentes (Ley 7200) que firmen un nuevo contrato de compra-venta de electricidad con el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)”, establecida mediante resolución RJD-009-2010 y modificaciones (RJD-027-2014 y RJD-017-2016), por lo que les aplica a todas aquellas transacciones cuya tarifa se calculaba con ese marco tarifario.”.

Considerando lo anterior, la metodología vigente desde el 19 de abril de 2022, es clara en que las tarifas propuestas corresponden a valores máximos y mínimos, dentro de los cuales los agentes (generadores privados de energía e ICE) acordarán el precio contractual para la venta de energía, bajo el esquema de contratación que el ICE establezca aplicable a plantas que tengan contratos renovados vigentes o plantas que renueven contratos, de manera que la competencia de la Aresep, se mantiene en la definición de una banda tarifaria acorde a lo establecido en la metodología tarifaria.

En ese mismo sentido, considerando el pronunciamiento del CDR y la DGAJR en los oficios anteriormente mencionados, sobre la solicitud de aclaración de cuál tarifa estaría vigente de previo a finalizar el trámite de negociación, se indica que, en ese periodo se podría cobrar cualquier tarifa que se encuentre dentro de los límites establecidos en aplicación de la metodología (RE-0021-JD-2022) por parte de la Aresep, inclusive la tarifa que se encontraba vigente por medio de la resolución RE-0001-IE-2022 del 6 de enero de 2022, o cualquier otra que se encuentre dentro de los límites de la banda que establezca la Aresep.

Sin embargo, es importante rescatar que, el espíritu de la nueva metodología es que exista una negociación de las partes contractuales tomando como referencia la banda tarifaria establecida por la Aresep, de manera que indicar una tarifa puntual una vez que entre en vigencia la banda tarifaria queda fuera del alcance definido en la metodología tarifaria dispuesta en la RE-0021-JD-2022.

8. Oposición: Empresa Eléctrica Don Pedro Sociedad Anónima, cédula jurídica número 3-101-131036, representada por el señor Edgar Mauricio Garita Campos, cédula de identidad número 1-1342-0743, en su condición de Apoderado Especial Administrativo.

Observaciones: *No hace uso de la palabra en la audiencia pública, Presenta escrito de posición, personería y poder (visible a folio 173).*

Notificaciones: *Al correo electrónico: mauricio.garita@enel.com*

Resumen:

Sobre la determinación de la fijación tarifaria.

- *La Fijación no contempla la información necesaria de la totalidad de los proyectos a los que le aplicarían las tarifas: la empresa opositora manifiesta que la mayoría de los componentes de la fórmula tarifaria (exceptuando rentabilidad y horas año), incluyen únicamente costos de plantas conectadas, lo que resulta en una aplicación de conceptos que no reflejan la realidad de las plantas que han estado sin generación. Indica que genera una distorsión en la definición de la tarifa de mercado, que aplicará para plantas conectadas y desconectadas.*

- *Inconsistencia en cálculo horas año: indica que las horas año se determinan generando un promedio entre las plantas que han operado durante los últimos 5 años y que bajo esta premisa sí se incluye la generación de las plantas desconectadas. Manifiesta que resulta en una inconsistencia entre los datos utilizados para el cálculo de las variables de industria que no refleja la realidad, y que deberían incluirse los gastos de las plantas desconectadas o, generar una tarifa específica para esos casos, pues representa el costo real en el que el país incurre por mantener activos operativos en desuso.*

- *Sobre las desviaciones estándar: La empresa indica que la Fijación se basa en determinar cuál es el costo medio de industria, sin incluir el costo país por desuso de activos operativos. Cuestiona el uso de la desviación estándar para la fijación de la banda tarifaria, expresando que la propuesta se aleja al no contemplar escenarios como lo ya vividos en el país donde el ICE, único comprador, ha demostrado que tiene necesidades de compra de energía que no necesariamente hace requerir el 100% de lo producido por las plantas eléctricas de la Ley No. 7200.*

Argumenta que bajo el supuesto de una compra menor a las horas año promedio de los últimos 5 años, los generadores privados que vendan su energía, sin una garantía mínima de compra, se confrontará con poder cubrir sus costos promedios, menos tres desviaciones estándar. Indica que en la “vida real”, los costos no son variables, las plantas hidroeléctricas tienen un régimen fijo de gastos.

Respuesta:

- **La Fijación no contempla la información necesaria de la totalidad de los proyectos a los que le aplicarían las tarifas:** *En relación con la inclusión únicamente de los costos de plantas conectadas, sobre los que indica la empresa no reflejan la realidad de las plantas que han estado sin generación, la metodología tarifaria establecida por medio de la RE-0021-JD-2022 indica lo siguiente sobre el cálculo de los costos de explotación:*

“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.”

Se desprende de párrafo anterior, que la metodología tarifaria establece que se utilizará la información del grupo de plantas a las que les aplique la tarifa, por lo que al momento de resolver el presente estudio tarifario, las plantas a las que les aplica la tarifa son las que poseen concesión y contrato vigente con el ICE, según los lineamientos dictados en la Ley 7200.

En ese sentido, la metodología establece que se deben considerar los costos necesarios para mantener y operar la potencia contratada por el ICE, por lo que si se contemplaran las plantas que han estado sin generación, como lo indica la empresa opositora, no se estaría cumpliendo lo estipulado por la metodología, puesto que las plantas desconectadas al no estar operando para generar energía para venta al ICE deberían mantener solo costos fijos, por lo que su inclusión más bien podría generar distorsiones en el monto total de costos a contemplar en el cálculo tarifario, siendo que no presentan las erogaciones propias de una planta que ha generado en condiciones normales de operación.

Por lo anterior no lleva razón el opositor en su argumento.

- **Inconsistencia en cálculo horas año:** *En relación con la inconsistencia que la empresa opositora argumenta que se presenta en el cálculo de horas año al utilizar todas las plantas que han operado durante los últimos 5 años y que ello resulta en una inconsistencia pues debería incluirse los datos de las plantas desconectadas, es importante resaltar que la metodología tarifaria establecida mediante la RE-0021-JD-2022, establece sobre el cálculo de horas en operación:*

“(…)

3.4.1 Concepto:

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.

(…)”

Tal y como se observa en el informe IN-0140-IE-2022 del 31 de octubre de 2022, que contiene la propuesta llevada a audiencia pública, la IE siguió el procedimiento establecido en la metodología tarifaria. Al respecto no se identifica tal inconsistencia mencionada por el opositor ya que la energía generada contemplada para el cálculo de las horas en operación, corresponde a registros de energía exclusivamente para venta al ICE, lo cual es consistente con los costos y gastos de las empresas presentados en la contabilidad regulatoria y revisados por la IE para ser contemplados en el cálculo tarifario, los cuales corresponden a los costos necesarios para mantener y operar la proporción contratada por el ICE de la planta en condiciones normales.

- Sobre las desviaciones estándar

Sobre las tres desviaciones estándar por debajo del costo promedio que argumenta el opositor se aleja de toda lógica pues se tiene un único comprador e implicaría vender energía sin garantía mínima de compra, es necesario referirse a lo que indica la metodología tarifaria al respecto:

“(…)”

3.2.1 Definición de la banda tarifaria

Se regulará el precio de venta de energía por parte de generadores privados que hayan renovado y que renueven contrato de compraventa de energía al ICE, en el marco del capítulo I de la Ley N° 7200, mediante una banda tarifaria.

- *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 valor de tres desviaciones estándar, siempre y cuando el resultado sea mayor o igual que cero. En el caso de que el cálculo de como resultado un límite inferior menor que cero, se tomará como valor resultante cero para establecer dicha diferencia ($Ca_f - 3\sigma$).*

(…)”

Dado lo anterior, la metodología tarifaria vigente es explícita en indicar el número de desviaciones estándar que se deben aplicar en la determinación de los límites inferior y superior de la banda tarifaria. Por lo anterior, la IE como aplicador de la metodología tarifaria realizó el cálculo tarifario siguiendo el procedimiento que corresponde según lo dispuesto en la metodología aprobada por la Junta Directiva mediante la RE-0021-JD-2022.

Resumen:

Sobre el desequilibrio económico que provoca la actual metodología bajo un sistema de bandas, agravado por la aplicación de tres desviaciones estándar por debajo del promedio.

El opositor manifiesta los siguientes argumentos de orden metodológico:

- *Necesidad de establecimiento de mecanismos para garantizar el equilibrio financiero de los Contratos de Compra Venta de Electricidad entre Generadores Privados y el ICE ante el establecimiento de una tarifa piso basada en los costos de explotación promedio menos tres desviaciones estándar y contraria al Principio de Servicio al Costo.*
- *Necesidad de establecimiento de mecanismos para garantizar el equilibrio financiero de los Contratos de Compra Venta de Electricidad entre Generadores Privados y el ICE ante la aplicación de los principios generales que rigen la contratación pública: “Principios de eficacia y eficiencia”.*
- *Necesidad de establecimiento de mecanismos para garantizar el equilibrio financiero de los Contratos de Compra Venta de Electricidad entre Generadores Privados y el ICE dentro de un mercado monopsonio.*

Respuesta:

Al respecto de los 3 puntos anteriores, por tratarse de referencias de carácter metodológico, es pertinente recordarle al opositor que de conformidad con el artículo 17 inciso 1 del Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Aresep y su órgano desconcentrado (RIOF), corresponde a esta Intendencia aplicar las metodologías vigentes aprobadas por la Junta Directiva, razón por la cual la Intendencia de Energía no es competente para modificar su aplicación en los términos argumentados por el opositor.

No obstante, como material informativo, se hace referencia a lo indicado por el CDR en el Informe IN-0010-CDR-2022, mediante el cual brindó respuesta a las posiciones presentadas por la empresa Enel Green Power Costa Rica S.A, en la audiencia pública de la metodología establecida mediante la RE-0021-JD-2022, en las que se abordan las mismas temáticas planteadas por el opositor en el presente proceso de fijación tarifaria:

“Es importante indicar que todos los argumentos del opositor citan sobre la forma propuesta de establecer el límite inferior de la banda y alegan que tendrían un desequilibrio financiero con esa tarifa piso, por lo que a continuación se responden en conjunto.

En primera instancia de la oposición presentada pareciera concluirse que la empresa considera que el ICE va a establecer unilateralmente la tarifa piso de la banda propuesta como tarifa de compra-venta para todos los contratos con los generadores privados; al respecto se indica que eso es una simple presunción del opositor porque la propuesta es clara que uno de sus objetivos es "d. Establecer una flexibilización tarifaria que le permita a las partes replantear la forma de establecer el precio de compra venta de energía a estas plantas y al ICE recontractar a aquellas que ya han tenido contratos de compraventa con anterioridad, permitiendo que el precio sea un factor ofertado que pueda ser considerado en el establecimiento de los mismos."

Como se observa, esta propuesta introduce la opción de que las partes acuerden precios dentro del rango de tarifas que llegaría a aprobar la Autoridad Reguladora. Aspecto que no es nuevo para el sector, se recuerda al opositor que esta figura de bandas se utiliza para establecer las tarifas de las plantas nuevas hidroeléctricas y eólicas, además de la plantas con tecnología fotovoltaica, y que además son mecanismos que están vigentes y se han utilizado desde el año 2011, y que su aplicación no ha sido unilateral por parte del ICE ni se han acordado las tarifas piso en todos los casos, más bien, en los casos donde eso ha ocurrido ha sido por ofrecimiento de los generadores privados en los concursos realizados por el ICE.

Como segundo aspecto importante de aclarar al opositor es que la propuesta es clara en que la fijación de tarifas se basa en un modelo industria, eso quiere decir que aunque en el cálculo se utilice la información real de instrumentos financieros- regulatorios como la contabilidad regulatoria, eso no implica que se calculen tarifas de manera individual para cada prestador de servicio público al que le aplicaría la propuesta, sino que la banda tarifaria que establecería la Autoridad Reguladora busca dar una señal de eficiencia industria, que al final traslade esas eficiencia industria a los usuarios finales del servicio eléctrico. El establecimiento de tarifas industria está altamente discutido en sedes administrativas y judiciales y se usa para muchos de los servicios regulados incluidos los generadores privados, no solo con la metodología vigente para este grupo de plantas existentes sino para las plantas nuevas.

Con respecto al equilibrio financiero, se le recuerda al opositor que no basta con decir que hay desequilibrio financiero, sino que ese es un hecho que debe ser demostrado, Adicionalmente, la resolución RE-0206-JD-2021 "Política Regulatoria de la Autoridad Reguladora los Servicios Públicos" indicó que, "Se entenderá el concepto de equilibrio financiero mencionado en el artículo 31 de la Ley 7593, como aquel equilibrio financiero eficiente producto de la aplicación de modelos regulatorios que promueven la eficiencia de la industria y por ende del prestador, como los de estructura productiva modelo, o mediante evaluación comparativa (benchmarking, yardstick) y precios topes (Price cap) entre otros.", por lo tanto, no es simplemente obtener una igualdad entre ingresos y costos, es más que eso, se deben hacer análisis integrales que involucren muchas variables y su comparación con las otras empresas del sector. En el caso particular, se está tarifando a empresas que se supone que ya recuperaron su inversión, la cual es la premisa de las plantas existentes desde el año 2010 en el cual se estableció la metodología vigente, incluso muchas de las plantas que les aplicará esta propuesta de metodología están llegando a su vida útil o la han sobrepasado, y dado que en el mercado hay una sobre oferta, la Aresep consideró prudente hacer una banda amplia que permita dar flexibilidad al mercado y con ello eficiencia.

En virtud de lo anterior, se rechazan los argumentos."

En este contexto, en relación con la petitoria de la empresa opositora de que Aresep implemente los mecanismos de ajuste necesarios para que la tarifa piso contemple los elementos necesarios para garantizar una rentabilidad razonable y que se realice un nuevo esfuerzo de fijación tarifaria mediante las cuales sea posible establecer tarifas con los mecanismos suficientes para garantizar que se protege el equilibrio financiero de las partes, se le reitera al opositor que la presente fijación tarifaria se realizó en estricto apego de la aplicación de la metodología tarifaria vigente.

Bajo este escenario, como se manifestó anteriormente, como lo solicitado contempla elementos de carácter metodológico, estos se encuentran fuera del alcance del presente expediente tarifario y se le indica al opositor que su petición será trasladada al CDR, esto considerando que es el órgano interno responsable de realizar la revisión, actualización y desarrollo de las metodologías tarifarias, para que sea valorada por dicha dependencia.

Petitoria:

- Que la ARESEP implemente los mecanismos de ajuste necesarios, debido a que no se encuentran contemplados actualmente, para asegurar que se garantizará el equilibrio financiero de los prestatarios de servicio público, específicamente de los generadores*

privados, ya que están desiguales de fuerzas con el ICE para negociar una tarifa dentro de la banda de la Propuesta, y además la metodología para definir banda tarifaria no contempla los elementos suficientes para que se obtenga una tarifa (piso) que también garantice una rentabilidad razonable en la operación comercial y todos los costos de producirla, provocando que estén desamparados los generadores privados ante un ICE que establecerá como obligatorio contractualmente la tasa piso.

- *Se realice un nuevo esfuerzo de fijación tarifaria que sea inclusiva e integral de los intereses de los consumidores, usuarios, y prestadores de los servicios públicos, dentro del marco legal, y apegado a la realidad de las posibilidades del mercado eléctrico costarricense, comprensiva de las limitaciones propias del sistema eléctrico nacional y la existencia de un mercado monoposonio, y congruente con los principios regulatorios que deben ser resguardados por la ARESEP, mediante los cuales sea posible establecer tarifas de manera flexible, pero con los mecanismos suficientes para garantizar que se proteja el equilibrio financiero de las partes contractuales.*

Respuesta:

En relación con la petitoria de la empresa opositora sobre implementar mecanismos de ajuste, se le indica que la metodología tarifaria vigente establece el mecanismo de cálculo para la determinación de una banda tarifaria, el procedimiento establecido fue aplicado por la IE y los resultados obtenidos se presentaron en la propuesta llevada a audiencia pública mediante el IN-0140-IE-2022. Al ser un tema de orden metodológico, de conformidad con el artículo 17 inciso 1 del Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Aresep y su órgano desconcentrado (RIOF), corresponde a esta Intendencia aplicar las metodologías vigentes aprobadas por la Junta Directiva, razón por la cual la Intendencia de Energía no es competente para modificar su aplicación en los términos argumentados por el opositor.

Con respecto a un nuevo esfuerzo de fijación tarifaria para proteger el equilibrio financiero, se le indica a la empresa que en la aplicación tarifaria, la resolución RE-0206-JD-2021 "Política Regulatoria de la Autoridad Reguladora los Servicios Públicos" indicó lo siguiente:

"Se entenderá el concepto de equilibrio financiero mencionado en el artículo 31 de la Ley 7593, como aquel equilibrio financiero eficiente producto de la aplicación de modelos regulatorios que promueven la eficiencia de la industria y por ende del prestador, como los de estructura productiva modelo, o mediante evaluación comparativa (benchmarking, yardstick) y precios topes (Price cap) entre otros.", por lo tanto, no es simplemente obtener una igualdad contable entre ingresos y costos, es más que eso, se deben hacer análisis integrales que involucren muchas variables y su comparación con las otras empresas del sector. En el caso particular, se está tarifando a empresas que se supone que ya recuperaron su inversión, la cual es la premisa de las plantas existentes

desde el año 2010 en el cual se estableció la metodología vigente, incluso muchas de las plantas que les aplicará esta propuesta de metodología están llegando a su vida útil o la han sobrepasado, y dado que en el mercado hay una sobre oferta, la Aresep consideró prudente hacer una banda amplia que permita dar flexibilidad al mercado y con ello eficiencia.”

[...]

- III. Que de conformidad con lo señalado en los resultados y considerandos precedentes y en el mérito de los autos, lo procedente es fijar la banda tarifaria para todos los generadores privados hidroeléctricos existentes que tengan contrato firmado o que firmen un nuevo contrato para la venta al Instituto Costarricense de Electricidad al amparo del capítulo I de la Ley No. 7200 y para aquellas compraventas de energía eléctrica provenientes de plantas hidroeléctricas privadas nuevas con condiciones similares a las que establece la Ley 7200, 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 tengan contrato firmado o que firmen un nuevo contrato para la venta al Instituto Costarricense de Electricidad al amparo del capítulo I de la Ley No. 7200 y para aquellas compraventas de energía eléctrica provenientes de plantas hidroeléctricas privadas nuevas con condiciones similares a las que establece la Ley 7200, que sean jurídicamente factibles y que deban ser reguladas por Aresep, en:
- Banda inferior (límite inferior) de 0,04152 US\$ por kWh.
 - Banda superior (límite superior) de 0,07167 US\$ por kWh.
- II. Para todas aquellas compraventas de energía proveniente de plantas hidroeléctricas existentes en condiciones similares a las que establece el Capítulo I de la citada Ley 7200, que sean jurídicamente factibles y que deban ser reguladas por ARESEP, se les aplicará la estructura tarifaria propuesta en la recomendación anterior.
- III. Indicar a los generadores privados hidroeléctricos existentes a los que se apliquen las tarifas establecidas mediante esta metodología tarifaria RE-0021-JD-2022, 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 hidroeléctricos existentes a los que se apliquen las tarifas establecidas mediante esta metodología tarifaria RE-0021-JD-2022 y sus reformas y la resolución RE-0060-IE-2021, 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.
- V.** Indicar a los generadores privados que le vendan energía eléctrica al ICE al amparo de la Ley 7200, que de no cumplir con las dos disposiciones anteriores (4. y 5.), se remitirá a la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) la documentación respectiva, con el propósito de que se apertura los procedimientos administrativos correspondiente.
- VI.** Señalar como respuesta a las posiciones interpuestas, lo externado en el “Considerando II” de esta resolución, así como agradecer a los participantes por sus aportes.
- VII.** Establecer que los precios rigen un día después 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-0004-IE-2023 del 12 de enero de 2023, que sirve de base para el presente acto administrativo.

En cumplimiento de lo que ordenan los artículos 245 y 345 de la Ley General de la Administración Pública (LGAP) se informa que contra esta resolución pueden interponerse los recursos ordinarios de revocatoria y de apelación y el extraordinario de revisión. Los recursos ordinarios podrán interponerse ante la Intendencia de Energía, de conformidad con los artículos 346 y 349 de la LGAP.

De conformidad con el artículo 346 de la LGPA, los recursos de revocatoria y de apelación deberán interponerse en el plazo de tres días hábiles contado a partir del día hábil siguiente al de la notificación y, el extraordinario de revisión, dentro de los plazos señalados en el artículo 354 de dicha ley.

PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE

Mario Mora Quirós, Intendente.—1 vez.—O.C.Nº 082202210380.—Solicitud Nº 403252.—
(IN2023708211).

Anexo 1 Costos de explotación

NTA	Potencia contratada (kW)	Fecha del costo	¢ / kW-año	\$ / kW-año
			Diciembre 2021	Diciembre 2021
Rebeca		No entregó seguimiento a Contabilidad Regulatoria	0	0
Tapezco	186	Contab. Reg. 2021 (Dic. 21)	61 859	103
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. 2021 (Dic. 21)	108 654	181
Poás I y II		Se excluye por no renovación de contrato	0	0
Caño Grande	2 570	Contab. Reg. 2021 (Dic. 21)	133 708	222
Suerkata	2 700	Contab. Reg. 2021 (Dic. 21)	92 495	154
Hidrovenecia	3 280	Contab. Reg. 2021 (Dic. 21)	89 711	149
Matamoros	4 828	Contab. Reg. 2021 (Dic. 21)	111 126	185
Río Lajas	10 000	Contab. Reg. 2021 (Dic. 21)	104 816	174
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. 2021 (Dic. 21)	60 176	100
PROMEDIO			95 318,26	158,48

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 2021
Rebeca		No entregó seguimiento a Contabilidad Regulatoria	
Tapezco	186	Contab. Reg. 2021 (Dic. 21)	
Santa Rufina	0	No entregó Contabilidad Regulatoria	
Río Segundo II	0	Se excluye por no renovación de contrato	
El Embalse	1 500	Contab. Reg. 2021 (Dic. 21)	5 200,36
Poás I y II	0	Se excluye por no renovación de contrato	
Caño Grande	2 570	Contab. Reg. 2021 (Dic. 21)	5 166,27
Suerkata	2 700	Contab. Reg. 2021 (Dic. 21)	4 630,33
HidroVenecia	3 280	Contab. Reg. 2021 (Dic. 21)	2 869,25
Matamoros	4 828	Contab. Reg. 2021 (Dic. 21)	6 269,98
Río Lajas	10 000	Contab. Reg. 2021 (Dic. 21)	4 908,04
Don Pedro	0	Se excluye por no renovación de contrato	
Platanar		Se excluye por no renovación de contrato	0,00
Volcán	0	Se excluye por no renovación de contrato	
Doña Julia	17 400	Contab. Reg. 2021 (Dic. 21)	4 639,38
Resumen	42 464		

Fuente: Elaboración propia con datos del ICE y Aresep.

Anexo 3
Vida en operación promedio

PLANTA	Fecha Inicio	Fecha Actual	Vida en Operación
CAÑO GRANDE	nov-93	dic-21	28,09
DOÑA JULIA	dic-98	dic-21	22,95
EMBALSE	dic-97	dic-21	23,99
HIDROVENEZIA (CAÑO GRANDE)	mar-99	dic-21	22,74
MATAMOROS	dic-97	dic-21	23,99
REBECA	ene-95	dic-21	26,93
RÍO LAJAS	ago-97	dic-21	24,35
SANTA RUFINA	ene-55	dic-21	40,00
SUERKATA	dic-95	dic-21	25,97
TAPEZCO	ago-90	dic-21	31,36
TOTAL			27,04

Fuente: Elaboración propia

Factor de Vida Remanente

Vida Útil	Vida en Operación	Valor de Rescate	Factor de Antigüedad
40,0	27,04	10%	39,16%

Fuente: Elaboración propia

Anexo 4
Tasa libre de riesgo

Promedio	Tasa (%)
2017	2,33
2018	2,91
2019	2,14
2020	0,89
2021	1,44
Promedio	1,94

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

Anexo 5
Prima por riesgo

Periodo	Tasa
2017	5,08%
2018	5,96%
2019	5,20%
2020	4,72%
2021	4,24%
Promedio	5,04%

Fuente: Elaboración de la Intendencia con datos de Aswath Damodaran

Anexo 6
Riesgo País

Periodo	Tasa
2017	3,46%
2018	6,25%
2019	4,44%
2020	5,33%
2021	5,44%
Promedio	4,98%

Fuente: Elaboración de la Intendencia con datos de Aswath Damodaran

Anexo 7
Beta desapalancada por año

Industry Name	Beta Desapalancado
Utility (General) enero 2018	0,1942
Utility (General) enero 2019	0,1777
Utility (General) enero 2020	0,1933
Utility (General) enero 2021	0,4858
Utility (General) enero 2022	0,6007
Promedio	0,3303

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	3 284 247 788,79	0,00%
Caño Grande	2 570,00	0,06	0	4 881 157 853,02	0,00%
Suerkata	2 700,00	0,06	1 052 957 250,00	2 110 327 982,83	0,00%
Hidrovenecia	3 280,00	0,08	90 029 648,35	4 330 239 376,48	0,16%
Matamoros	4 828,00	0,11	1 666 406 757,49	6 691 279 647,75	2,84%
Río Lajas	10 000,00	0,24	0	936 635 487,79	0,00%
Doña Julia	17 400,00	0,41	0	10 293 735 287,36	0,00%
TOTAL	42 278,00	1,00			3,01%

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	8,67%
KL=	Tasa libre de riesgo	1,94%
$\beta_a =$	Beta apalancado	0,3456
PR=	Prima por riesgo	5,04%
RP=	Riesgo país	4,98%
$\beta_a =$	Beta apalancado	0,3456
Y =	Deuda	6,19%
Kp =	Capital Propio	93,81%
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, 2017-2021

PLANTA	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA 2017 (kWh)												
	ene-17	feb-17	mar-17	abr-17	may-17	jun-17	jul-17	ago-17	sep-17	oct-17	nov-17	dic-17	Total 2017
CAÑO GRANDE	1 481 452	977 174	1 036 004	1 225 252	1 420 610	1 313 714	1 681 253	1 618 502	1 465 678	1 306 931	1 457 047	1 631 638	16 615 255
DON PEDRO	5 730 984	2 637 518	3 224 857	2 801 722	5 633 143	3 911 177	5 633 343	5 385 272	5 930 221	5 616 954	5 147 724	6 113 141	57 766 056
DOÑA JULIA	8 223 852	6 726 031	7 498 089	7 260 684	9 254 533	6 644 911	8 320 976	7 733 593	7 375 488	5 431 720	6 935 828	9 420 521	90 826 227
EL EMBALSE	836 333	497 248	439 888	383 697	472 558	463 587	646 829	622 223	539 414	592 364	524 204	795 653	6 813 999
HIDROVENECIA	1 895 856	1 193 476	1 346 414	1 722 986	2 017 243	1 760 101	2 081 320	1 638 424	-	-	-	742	13 656 562
MATAMOROS	2 639 598	2 086 518	1 851 291	1 514 588	1 783 736	2 094 282	2 144 265	2 429 186	2 363 617	2 640 981	2 483 754	2 439 366	26 471 182
PLATANAR	9 005 971	5 373 880	4 876 385	4 079 002	5 473 629	7 266 128	7 729 866	8 371 139	8 159 507	6 240 750	4 965 870	7 614 017	79 156 147
POÁS I Y II	941 886	544 686	369 246	297 962	638 273	731 894	681 945	801 556	970 947	1 216 637	1 087 606	933 422	9 216 059
REBECA I	22 804	20 881	39 975	53 508	55 035	51 105	54 633	53 774	49 677	50 630	52 336	54 834	559 192
RÍO LAJAS	5 989 004	4 420 839	4 555 651	3 930 673	5 021 883	4 318 896	3 531 017	-	-	763 640	3 839 638	4 363 507	40 734 297
RÍO SEGUNDO II	571 298	329 995	375 562	326 452	443 025	372 798	521 305	558 888	490 265	292 383	391 812	591 403	5 265 185
SANTA RUFINA	189 684	191 115	212 388	196 668	202 027	199 515	186 903	197 732	169 023	167 935	192 503	191 773	2 297 266
SUERKATA	1 811 210	862 991	620 085	529 676	1 220 768	1 149 965	1 155 041	1 234 651	1 483 001	1 732 691	1 433 830	1 889 053	15 122 963
TAPEZCO	95 356	84 977	56 609	39 706	88 237	90 985	98 994	103 821	84 440	56 263	101 849	92 823	994 058
VOLCÁN 3	5 229 318	3 054 384	3 829 258	3 895 481	5 868 937	3 317 731	5 647 223	5 334 347	5 223 228	4 585 181	5 626 277	7 271 083	58 882 448

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
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
HIDROVENECIA	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	742 958	1 041 232	883 912	947 466	1 525 844	1 226 791	1 627 900	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
HIDROVENECIA	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	2 302 931	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		

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
CANO 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

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
2017	100,00%
2018	100,00%
2019	100,00%
2020	100,00%
2021	100,00%
Promedio	100,00%

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

Horas en operación	
Periodo	Horas anuales
2017	5 239,01
2018	5 508,36
2019	4 307,94
2020	4 695,72
2021	5 345,08
Promedio	5 019,22

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)	2017	Horas en operación	fp
		kWh		
CAÑO GRANDE	2 570,00	16 615 254,60	6 465,08	1,00
DON PEDRO	14 000,00	57 766 056,28	4 126,15	1,00
DOÑA JULIA	17 400,00	90 826 227,26	5 219,90	1,00
EL EMBALSE	1 500,00	6 813 999,00	4 542,67	1,00
HIDROVENECIA	3 280,00	13 656 561,84	4 163,59	1,00
MATAMOROS	4 828,00	26 471 182,39	5 482,85	1,00
PLATANAR	15 000,00	79 156 146,52	5 277,08	1,00
POÁS I Y II	1 942,00	9 216 059,05	4 745,65	1,00
REBECA I	85,00	559 191,53	6 578,72	1,00
RÍO LAJAS	10 000,00	40 734 297,04	4 073,43	1,00
RÍO SEGUNDO II	1 030,00	5 265 185,05	5 111,83	1,00
SANTA RUFINA	290,00	2 297 265,64	7 921,61	1,00
SUERKATA	2 700,00	15 122 962,64	5 601,10	1,00
TAPEZCO	186,00	994 058,15	5 344,40	1,00
SUERKATA	2 700,00	15 122 962,64	5 601,10	1,00
TAPEZCO	186,00	994 058,15	5 344,40	1,00
VOLCÁN 3	17 000,00	58 882 447,99	3 463,67	1,00
Promedio	94 697,00	440 493 915,77	5239,01	1,00

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
HIDROVENECIA	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
Promedio	91 811,00	466 922 824,06	5508,36	1,00

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
HIDROVENECIA	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
Promedio	91 811,00	317 428 369,99	4307,94	1,00

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
Promedio	91 811,00	339 398 220,00	4695,72	1,00

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
Promedio	58 869,00	287 903 679,00	5345,08	1,00

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)	4811,94	4811,94	4811,94
Costo Explotación (\$/kW)	44,99	158,48	196,31
Factor de utilización remanente	39,16%	39,16%	39,16%
Rentabilidad	8,67%	8,67%	8,67%
Horas en operación	5019,22	5019,22	5019,22
Factor de Planta	100,00%	100,00%	100,00%
Precio \$/kWh	0,04152	0,06413	0,07167

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

SUPERINTENDENCIA DE TELECOMUNICACIONES

Por este medio, la Institución comunica lo siguiente:

El suscrito, Secretario del Consejo de la Superintendencia de Telecomunicaciones, en ejercicio de las competencias que le atribuye el inciso b) del artículo 50 de la Ley General de la Administración Pública, ley 6227, y el artículo 35 del Reglamento interno de organización y funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su órgano desconcentrado, me permito comunicarle(s) que en sesión ordinaria 084-2022, celebrada el 22 de diciembre del 2022, mediante acuerdo 009-084-2022, de las 15:00 horas, el Consejo de la Superintendencia de Telecomunicaciones aprobó por unanimidad, la siguiente resolución:

RCS-330-2022

**“PROPUESTA TARIFARIA PARA EL SERVICIO DE TELEFONÍA FIJA
PRESENTADA POR EL INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD”
EXPEDIENTES GCO-TMI-00595-2022 / GCO-TMI-02063-2022**

RESULTANDO

1. Que el 18 de setiembre del 2013 mediante acuerdo N°028-050-2013 el Consejo de la Superintendencia de Telecomunicaciones (Sutel) aprobó la RCS-268-2013, donde estableció que las tarifas del servicio minorista de telefonía fija se mantienen reguladas, mediante tarifas tope establecidas en la resolución número RCS-268-2013. Estas tarifas son las que se encuentran vigentes a la fecha para el servicio de telefonía fija, las cuales corresponden a:
 - a. Tarifa de acceso telefonía fija: 3.339 colones/línea por mes
 - b. Minuto con origen nacional fijo y destino nacional fijo: 7,6 colones/minuto
 - c. Minuto con origen nacional fijo y destino nacional móvil 21,9 colones/minuto
2. Que en el 13 de diciembre de 2016 se publicó en el Alcance No. 303 de La Gaceta la resolución del Consejo de la Sutel número RCS-261-2016 referente a la “Revisión del mercado minorista del servicio de telefonía fija, análisis del grado de competencia en dicho mercado, declaratoria

de operador importante e imposición de obligaciones”, donde se declaró que el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) posee poder sustancial en el mercado del servicio minorista de telefonía fija. Asimismo, se declaró que el mercado relevante del servicio minorista de telefonía fija no se encuentra en competencia efectiva y por lo tanto debe mantenerse la regulación tarifaria.

3. Que mediante nota número 1250-290-2022 (NI-05212-2022) del 04 de abril del 2022 el ICE presentó ante la Sutel la solicitud de ajuste tarifario para el servicio de telefonía fija (expediente: GCO-TMI-00595-2022).
4. Que mediante oficio N°5780-SUTEL-DGM-2022 del 24 de junio de 2022, la Dirección General de Mercados (DGM) envió una prevención al ICE en referencia a la propuesta de ajuste tarifario.
5. Que mediante nota número 1250-515-2022 (NI-10389-2022) del 20 de julio del 2022, el ICE respondió en atención al oficio 5780-SUTEL-DGM-2022 y brindó las respuestas a las consultas formuladas por la DGM.
6. Que el 12 de agosto de 2022, la DGM solicitó una reunión técnica con el equipo del ICE para aclarar aspectos sobre la propuesta de solicitud de ajuste tarifario del servicio de telefonía fija, lo anterior, a raíz de los documentos presentados y los argumentos esgrimidos en el oficio 1250-515-2022. La reunión se llevó a cabo en las oficinas de la Sutel el día 22 de agosto del 2022 a las 10:00 am y contó con presencia de los funcionarios de las áreas técnicas del ICE y de la DGM por parte de la Sutel.
7. Que mediante oficio N°7549-SUTEL-DGM-2022 del 23 de agosto de 2022, la DGM solicitó una aclaración a la respuesta brindada mediante oficio 1250-515-2022 (NI-10389-2022) respecto a la solicitud de ajuste tarifario del servicio de telefonía fija presentada por el ICE.
8. Que mediante nota número 1250-619-2022 (NI-12656-2022) del 26 de agosto del 2022, el ICE solicitó una prórroga de un día adicional, hasta el martes 30 de agosto del 2022, para cumplir con lo solicitado por la DGM por medio del oficio 7549-SUTEL-DGM-2022. La solicitud fue analizada por la DGM y mediante oficio 7752-SUTEL-DGM-2022, se otorgó dicha prórroga.
9. Que mediante nota número 1250-628-2022 (NI-13230-2022) del 30 de agosto de 2022, el ICE presentó la respuesta a la solicitud de aclaración en relación con la prevención realizada por la DGM.
10. Que el 31 de agosto del 2022, el ICE remitió a la Sutel algunos documentos que por error no fueron incluidos en la nota número 1250-628-2022 (NI-13232-2022).

- 11.** Que mediante oficio N°08081-SUTEL-DGM-2022 del 08 de setiembre del 2022, la DGM remitió al Consejo de la Sutel el informe técnico sobre declaratoria de confidencialidad del expediente que custodia información comercial, financiera, contable y económica brindada por el ICE para la propuesta de solicitud de ajuste tarifaria del servicio de telefonía fija.
- 12.** Que el 08 de septiembre del 2022 mediante acuerdo 032-062-2022 el Consejo de la Sutel emitió la RCS-233-2022 donde declaró la confidencialidad de cierta información del expediente GCO-TMI-00595-2022 que custodia información comercial, financiera, contable y económica brindada por el ICE para la propuesta de solicitud de ajuste tarifaria del servicio de telefonía fija.
- 13.** Que mediante oficio N°08130-SUTEL-DGM-2022 del 09 de setiembre del 2022, la DGM remitió al Consejo de la Sutel el informe de recomendación de admisibilidad de la petición de ajuste tarifario presentada por el ICE para el servicio de telefonía fija.
- 14.** Que el 21 de septiembre del 2022 mediante la sesión ordinaria 064-2022 el Consejo de la Sutel emitió el acuerdo 032-064-2022 donde dio admisibilidad a la petición tarifaria presentada por el ICE y solicitó coordinar el trámite de audiencia pública con la ARESEP.
- 15.** Que mediante oficio N°9099-SUTEL-DGM-2022 del 17 de octubre del 2022, la DGM remitió a la Dirección General de Participación al Usuario de la ARESEP la solicitud de convocatoria a la audiencia pública para la petición tarifaria presentada por el ICE en relación con el servicio de telefonía pública.
- 16.** Que mediante los NI-16112-2022 y NI-16114-2022 se realizó la publicación de la audiencia pública en el Diario Oficial La Gaceta; así también, mediante los NI-16357-2022 y NI-16409-2022 se realizó la publicación en dos diarios de circulación nacional (Diario Extra y periódico La Nación respectivamente, visibles en el expediente GCO-TMI-02063-2022).
- 17.** Que el 03 de noviembre de 2022 mediante oficio OF-2270-DGAU-2022 (NI-17058-2022) la Dirección General de Atención al Usuario le notificó al ICE que la audiencia pública se llevaría a cabo bajo la modalidad virtual el martes 22 de noviembre del 2022 a las 17 horas 15 minutos (5:15 pm) la cual sería transmitida por medio de la plataforma Zoom.
- 18.** Que mediante oficio IN-0819-DGAU-2022 del 03 de noviembre del 2022 (NI-17059-2022) la Dirección General de Atención al Usuario remitió a la DGM el informe de instrucción de la audiencia pública.
- 19.** Que mediante NI-17693-2022 con fecha 22 de noviembre del 2022, se recibe por correo electrónico para ser incorporado al expediente las siguientes dos oposiciones: Sra. Lízbeth Leiva Guzman, cedula 105670361 y Sra. Estela Guzmán Monge, cedula 300860577. Adicionalmente, mediante NI-17742-2022 se recibió por correo electrónico la oposición de la Sra. Grace Molina Salazar, cedula 105490495.

20. Que mediante el NI-18126-2022 la Dirección General de Participación al Usuario remitió a la DGM la resolución de rechazo de dos oposiciones (Resolución RE-0302-DGAU-2022 presentada por la Sra. Lízbeth Leiva Guzman, cedula 105670361 y Resolución 0303-DGAU-2022 presentada por la Sra. Estela Guzmán Monge, cedula 300860577), el informe de oposiciones y coadyuvancias, así como el acta de audiencia pública.
21. Que mediante el oficio 10960-SUTEL-DGM-2022 del 14 de diciembre del 2022, la Dirección General de Mercados presentó para la valoración del Consejo de la Sutel el “*INFORME TECNICO SOBRE PROPUESTA TARIFARIA PARA EL SERVICIO DE TELEFONÍA FIJA*”.
22. Que se han llevado a cabo las acciones útiles y necesarias para el dictado de la presente resolución.

CONSIDERANDO

PRIMERO: SOBRE EL MARCO NORMATIVO APLICABLE

1. Que la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Ley No 7593) establece en su artículo 73 las funciones del Consejo de la Sutel y en lo interesa, indica lo siguiente:

“Artículo 73. Funciones del Consejo de la Superintendencia de Telecomunicaciones (Sutel)

Son funciones del Consejo de la Sutel:

(...)

h) Convocar a audiencia, conforme al procedimiento ordenado en el artículo 36 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, N.º7593, de 9 de agosto de 1996, en los casos de fijaciones tarifarias, formulación y revisión de reglamentos técnicos, de estándares de calidad y la aprobación o modificación de cánones, tasas y contribuciones.

(...)

s) Fijar las tarifas de telecomunicaciones, de conformidad con lo que dicte la ley...”

2. Que el artículo 44 del Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su órgano desconcentrado (RIOF), establece las funciones de manera taxativa de la Dirección General de Mercados donde una de ellas es

“tramitar y recomendar al Consejo de la Sutel las fijaciones tarifarias del servicio telefónico básico tradicional y sus redes, de conformidad con lo señalado en el artículo 28 de la Ley N° 8642...”

3. Que por su parte de Ley General de Telecomunicaciones (Ley No 8642) dispone en su artículo 50 en relación con los Precios y tarifas que:

“ARTÍCULO 50.- Precios y tarifas.

Las tarifas de los servicios de telecomunicaciones disponibles al público serán establecidas inicialmente por la Sutel, conforme a la metodología de topes de precio o cualquier otra que incentive la competencia y la eficiencia en el uso de los recursos, de acuerdo con las bases, los procedimientos y la periodicidad que se defina reglamentariamente.

Cuando la Sutel determine, mediante resolución motivada, que existen las condiciones suficientes para asegurar una competencia efectiva, los precios serán determinados por los proveedores de los servicios de telecomunicaciones.

En caso de que la Sutel determine, mediante resolución motivada, que las condiciones de competencia efectiva en el mercado dejan de darse, deberá intervenir procediendo a fijar la tarifa, de acuerdo con lo estipulado en el primer párrafo de este artículo.”

4. Que el Reglamento para la Fijación de las Bases y Condiciones para la Fijación de precios y tarifas, emitido el 16 de julio de 2015, establece en su numeral 10 y 12 lo siguiente en relación con la fijación de tarifas y su revisión y actualización:

“Artículo 10.- Fijación inicial

Los precios y tarifas de los servicios de telecomunicaciones que la Sutel considere que no son brindados en condiciones de competencia, incluyendo el servicio de telefonía fija brindado a través de cualquier tecnología (incluyendo la básica tradicional al que hace referencia el artículo 28 de la Ley General de Telecomunicaciones), serán fijadas inicialmente en función de los costos medios totales, cuyo cálculo se detalla en el artículo 11 de este Reglamento. El cálculo correspondiente se efectuará mediante la aplicación de la ecuación N°3 a que se hace referencia en el artículo 11 de este Reglamento.

Ante la carencia de información suficiente como para definir los respectivos costos, la Sutel determinará los precios y tarifas correspondientes mediante un proceso comparativo con los precios y tarifas que por esos servicios cobran otras empresas a nivel internacional.

(...)

Artículo 12.- Revisión y Actualización de los precios y las tarifas topes

La Sutel hará una revisión y valoración, de oficio o a petición de parte cuando resulte procedente, de los precios y tarifas, ya sea mediante el procedimiento referido en el artículo 11 de este Reglamento, o a través de la aplicación de la fórmula que se detalla: (...)"

5. Que por su parte de Ley General de Telecomunicaciones (Ley No 8642) define en su artículo 6) inciso 13) que se entiende por Orientación a Costo:

"(...)

13) Orientación a costos: cálculo de los precios y las tarifas basados en los costos atribuibles a la prestación del servicio y de la infraestructura, los cuales deberán incluir una utilidad, en términos reales, no menor a la media de la industria nacional o internacional, en este último caso con mercados comparables."

6. Que el Reglamento para la Fijación de las Bases y Condiciones para la Fijación de precios y tarifas, emitido el 16 de julio de 2015, establece en su numeral 3) lo siguiente en relación con los principios generales relacionados en las fijaciones de precios y tarifas:

(...)

e. Los precios y las tarifas se determinarán con base en los costos atribuibles a la prestación del servicio, incluyendo el costo de amortización de la respectiva infraestructura. Dichos precios y tarifas incluirán una utilidad no menor a la media de la industria nacional o internacional, en este último caso con mercados comparables. Cuando se trate de la industria nacional, la utilidad se determinará mediante la fórmula 4 a que hace referencia el artículo 11 de este Reglamento. En caso de que se recurra a la industria internacional, la utilidad se determinará considerando mercados de telecomunicaciones comparables que a criterio de la SUTEL resulten idóneos, en virtud del número de operadores, proximidad geográfica al país y disponibilidad de información."

7. Que el artículo 36 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Ley No 7593) indica en su artículo 36 en lo que respecta a los asuntos que se deben someter a audiencia pública, lo siguiente:

“Artículo 36.- Asuntos que se someterán a audiencia pública

Para los asuntos indicados en este artículo, la Autoridad Reguladora convocará a audiencia, en la que podrán participar las personas que tengan interés legítimo para manifestarse. Con ese fin, la Autoridad Reguladora ordenará publicar en el diario oficial La Gaceta y en dos periódicos de circulación nacional, los asuntos que se enumeran a continuación:

- a) Las solicitudes para la fijación ordinaria de tarifas y precios de los servicios públicos.*
- b) Las solicitudes de autorización de generación de fuerza eléctrica de acuerdo con la Ley N.º 7200, de 28 de setiembre de 1990, reformada por la Ley N.º 7508, de 9 de mayo de 1995*
- c) La formulación y revisión de las normas señaladas en el artículo 25.*
- d) La formulación o revisión de los modelos de fijación de precios y tarifas de conformidad con el artículo 31 de la presente Ley.*

Para estos casos, todo aquel que tenga interés legítimo podrá presentar su oposición o coadyuvancia, por escrito o en forma oral, el día de la audiencia, momento en el cual deberá consignar el lugar exacto o el número de fax, para efectos de notificación por parte de la Aresep. En dicha audiencia, el interesado deberá exponer las razones de hecho y de derecho que considere pertinentes.

La audiencia se convocará una vez admitida la petición y si se han cumplido los requisitos formales que establece el ordenamiento jurídico. Para este efecto, se publicará un extracto en el diario oficial La Gaceta y en dos periódicos de circulación nacional, con veinte (20) días naturales de anticipación a la celebración de la audiencia.

Tratándose de una actuación de oficio de la Autoridad Reguladora, se observará el mismo procedimiento

Para los efectos de legitimación por interés colectivo, las personas jurídicas organizadas bajo la forma asociativa y cuyo objeto sea la defensa de los derechos de los consumidores o de los usuarios, podrán registrarse ante la Autoridad Reguladora para actuar en defensa de ellos, como parte opositora, siempre y cuando el trámite de la petición tarifaria tenga relación con su objeto. Asimismo, estarán legitimadas las asociaciones de desarrollo comunal u otras organizaciones sociales que tengan por objeto la defensa de los derechos e intereses legítimos de sus asociados.

Las personas que estén interesadas en interponer una oposición con estudios técnicos y no cuenten con los recursos económicos necesarios para tales efectos, podrán solicitar a la Aresep, la asignación de un perito técnico o profesional que esté debidamente acreditado ante este ente, para que realice dicha labor. Esto estará a cargo del

presupuesto de la Autoridad Reguladora. Asimismo, se faculta a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos para que establezca oficinas regionales en otras zonas del país, conforme a sus posibilidades y necesidades.”

8. Que el numeral 81 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Ley No 7593) referente al tema de las audiencias desarrolla lo siguiente:

“Artículo 81.- Audiencias

Para los asuntos indicados en este artículo, la Sutel convocará a una audiencia, en la que podrán participar quienes tengan interés legítimo para manifestarse sobre lo siguiente:

- a) Las fijaciones tarifarias que deban realizarse de conformidad con la Ley general de telecomunicaciones.*
- b) La formulación y revisión de los reglamentos técnicos que se requieran para el cumplimiento de los objetivos del marco regulatorio de las telecomunicaciones.*
- c) La formulación de los estándares de calidad de las redes públicas y los servicios de telecomunicaciones disponibles al público.*
- d) La aprobación o modificación de cánones, tasas, contribuciones y derechos relacionados con la operación de las redes y la prestación de servicios de telecomunicaciones.*
- e) Los demás casos previstos en el marco regulatorio de las telecomunicaciones.*

El procedimiento de convocatoria para las audiencias se realizará conforme al artículo 36 de esta Ley, sin perjuicio de lo establecido en el artículo 361.2 de la Ley General de la Administración Pública respecto de las instituciones descentralizadas.”

9. Que el Reglamento a la Ley General de Telecomunicaciones (Decreto Ejecutivo N°34765-MINAET) indica en los artículos del 155 al 158, lo siguiente referente al desarrollo de la celebración de audiencias:

“Artículo 155.-De las audiencias.

Para los asuntos indicados en este artículo, la SUTEL convocará a audiencia, en la que podrán participar quienes tengan interés legítimo para manifestarse sobre:

- a. Las fijaciones tarifarias que se deban realizar de conformidad con la Ley General de Telecomunicaciones.*

- b. *La formulación y revisión de los reglamentos técnicos que se requieran para el cumplimiento de los objetivos del marco regulatorio de las telecomunicaciones.*
- c. *La formulación de estándares de calidad de las redes públicas y servicios de telecomunicaciones disponibles al público.*
- d. *La aprobación o modificación de cánones, tasas, contribuciones y derechos relacionados con la operación de redes y la prestación de servicios de telecomunicaciones.*
- e. *Los demás casos previstos en el marco regulatorio de las telecomunicaciones.*

El procedimiento de convocatoria para las audiencias se realizará conforme a los artículos 36 y 73 inciso h) de Ley N° 7593, Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y este reglamento, sin perjuicio de lo establecido en el artículo 361 inciso 2 de la Ley General de la Administración Pública respecto de las instituciones descentralizadas.

Artículo 156.-Objetivo de las audiencias.

El procedimiento de las audiencias tiene como objetivo crear un mecanismo justo, transparente, eficaz, eficiente, no discriminatorio y abierto a la participación, a través del cual se da oportunidad a quienes tengan interés legítimo para manifestarse, manifiesten su posición o expresen su opinión sobre los puntos de interés consultados en audiencia.

Artículo 157.-Principios.

El trámite de la audiencia pública, como procedimiento administrativo que es, será regido por los siguientes principios:

- 1. Debido proceso en sentido adjetivo y sustantivo,*
- 2. Publicidad,*
- 3. Oralidad,*
- 4. Congruencia,*
- 5. Participación,*
- 6. Informalismo,*
- 7. Economía procedimental,*
- 8. Imparcialidad e,*
- 9. Impulso de oficio.*

Artículo 158.-Supuestos.

En los casos previstos legalmente se seguirá el trámite de audiencia pública, regulado en el presente capítulo, debiéndose precisar en cada caso el objeto y alcance que tendrá la respectiva audiencia pública. La audiencia pública, como procedimiento, podrá desarrollarse en una sola o en varias etapas.”

- 10.** Por otro lado, a modo de ilustración es menester tener presente lo que Tribunal Constitucional ha manifestado en las sentencias N°2005-10938 y N°2007-17356 referente a la audiencia pública como la que desarrolla Sutel en este proceso de fijación:

“(…) la audiencia pública que debe realizar la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos en aquellos casos en los que tramita un estudio de aumento tarifario de servicios públicos, tiene por objeto permitir el ejercicio del derecho a la participación de la comunidad en un asunto que le afecta, directamente, con anterioridad a la toma de la decisión administrativa y, en esa forma, se constituye en una manifestación del principio democrático. Con esa audiencia se pretende que las personas interesadas manifiesten lo que a bien tengan, respecto de la solicitud de aumento tarifario que esté en estudio ante la Autoridad Reguladora, por lo que no se le aplica la rigurosidad que se exige para los procedimientos que pretendan la supresión de un derecho subjetivo (sentencia 2002-08848 de las dieciséis horas cincuenta y siete minutos del diez de septiembre de dos mil dos); sin embargo, no se trata de un simple requisito formal, de manera que se pueda fijar de tal forma que haga nugatorio el ejercicio del derecho que pretende tutelar, al otorgarse en condiciones que impidan u obstaculicen el cumplimiento de los objetivos que está llamada a obtener, en protección del derecho a la información y participación ciudadana (…)” (Sentencia N° 2005-10938 de las 12:48 hrs. del 19 de agosto del 2005).

(…) La participación de los ciudadanos en la toma de decisiones públicas se encuentra prevista en el artículo 9 de la Constitución Política, por lo que adquiere el rango y la fuerza de un derecho constitucional de carácter fundamental. No se trata de una desconstitucionalización del principio de legalidad de la Administración Pública, aunque sí por supuesto, de una forma de gobierno más democrático, que amplía los foros de debate sobre diferentes temas que le afectan a la colectividad, y que, por virtud de ello, quedan abiertos a la intervención y opinión ciudadana. Estamos, pues, ante una opción ya muy aceptada en la evolución del concepto de democracia y este amparo ofrece una magnífica oportunidad de darle clara y efectiva vigencia, para que no se quede en el mero discurso. El precepto comentado, entonces, recoge el principio citado a través del acceso a la información de que se dispone y a la divulgación de ella, para que la toma de decisiones no se circunscriba a un limitado grupo de intereses. De esta forma, y de

conformidad a nuestro sistema democrático, el ARESEP se encuentra en la obligación de convocar a tal audiencia, particularmente para garantizar el derecho de defensa y el acceso a una información que atañe a todos y cada uno de los habitantes de nuestro país, de manera que las decisiones no se tomen sorpresivamente para los interesados "afectados". Precisamente, en la Ley de la ARESEP y su reglamento, el legislador dispuso un procedimiento administrativo especial, que es la audiencia pública cuya característica principal es la de dar transparencia en las decisiones del Ente Regulador y la posibilidad de dar participación a los consumidores y usuarios dentro del trámite. Asimismo, al dar la oportunidad de que participen en ella vecinos, organizaciones sociales, el sector estatal y el privado, instituciones de defensa al ciudadano y otras instituciones gubernamentales se logra obtener un mayor provecho, lo cual facilita un mejor intercambio de información de los participantes, constituyéndose la audiencia en un instrumento trascendental en la toma de decisiones y un instrumento de transparencia en un sistema democrático como el nuestro. En virtud de lo anterior, la modificación tarifaria debe ser sometida a una audiencia pública en la cual pueden participar aquellos ciudadanos que presenten una oposición fundamentada en criterios técnicos, dándole derecho al interesado de ejercer el uso de la palabra en la celebración del acto respectivo con el objeto de que defienda su interés en el asunto (...)" (Sentencia N° 2007-17356 de las 15:57 hrs. de 28 de noviembre de 2007)."

11. Que en el voto N° 2012-008479, de las 11:41 minutos del 22 de junio de 2012 la Sala Constitucional indicó sobre el derecho de participación lo siguiente:

"III. Sobre el derecho de participación:

(...) Al respecto, es preciso recordar a los recurrentes que contrario a sus manifestaciones es en la audiencia pública donde la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, puede solicitar y recibir, de parte de los interesados, sus manifestaciones, ya sea a favor o en contra de la propuesta (...)"

12. Asimismo, en la resolución N°2012-008479, indicada supra, se cita la sentencia de este Tribunal Constitucional N°2011-17238, de las 9:00 horas del 16 de diciembre 2011, en la cual se reitera lo indicado en cuanto al derecho participación y de audiencia:

"(...) en cuanto al fondo de su queja, la audiencia pública tiene el propósito precisamente de que todas las partes puedan aportar verbalmente o por escrito los argumentos u objeciones que deseen y resulta improcedente que por esta vía, se presenta impedir que los empresarios puedan presentar documentos en la audiencia. El hecho de que cualquiera de las partes presente documentos en la audiencia, como se discute en este caso con relación a los empresarios, no vulnera el derecho de defensa ni el derecho de participación ciudadana, pues esa es precisamente, la oportunidad procesal para conocer

todas las pretensiones, objeciones y pruebas aportada: una vez celebrada, nada obsta para que los interesados en objetar los documentos aportados en la audiencia así lo hagan (...)”

13. Así las cosas, véase como este conjunto de normas concatenadas entre sí, dan la facultad para que Sutel realice sea de oficio o bien a petición de parte como una “obligación de hacer” la tramitación del proceso de fijación tarifaria, basándose en supuestos de hechos y efectos jurídicos establecidos en las normas señaladas en los párrafos anteriores y donde en todo momento del desarrollo de dicho acto administrativo cumplen los principios contenidos en los numerales citados y que contemplan dentro del actuar de la administración principios como el debido proceso en sentido adjetivo y sustantivo, publicidad, oralidad, congruencia, participación, informalismo, economía procedimental, imparcialidad, impulso de oficio y los principios generales contemplados específicamente el en Reglamento para la Fijación de las Bases y Condiciones para la Fijación de precios y tarifas, emitido el 16 de julio de 2015 , donde en el acto de fijación tarifaria se contemplen temas tanto técnicos como jurídicos en una sola integración dirigido a establecer los precios y las tarifas basados en los costos atribuibles a la prestación del servicio y de la infraestructura, los cuales deberán incluir una utilidad racional, en términos reales, todo lo anterior en apego al ordenamiento jurídico vigente.

SEGUNDO: SOBRE LA SOLICITUD TARIFARIA, SU ANÁLISIS A NIVEL TÉCNICO, JURIDICO Y LAS OPOSICIONES QUE SE PRESENTARON EN EL PROCESO DE AUDIENCIA PÚBLICA.

1. Que la Dirección General de Mercados procedió a realizar las gestiones previas correspondientes en atención a la solicitud de petición tarifaria presentada por el ICE y mediante el informe técnico 10960-SUTEL-DGM-2022 del 14 de diciembre del 2022, indicó lo siguiente:

“(…)

IV. METODOLOGÍA TARIFARIA

La tarifa o precio que deberá fijar la Sutel respecto de la telefonía fija será para el mercado de servicio de telefonía fija independientemente de la tecnología que se utilice para brindarlo y del proveedor de este; tal y como lo ordenan los artículos 50 de Ley General de Telecomunicaciones, 1, 2, 3 y 10 del Reglamento para la Fijación de las Bases y Condiciones para la Fijación de Precios y Tarifas.

La Ley General de Telecomunicaciones define como servicio de telecomunicaciones:

“(...) servicios que consisten, en su totalidad o principalmente, en el transporte de señales a través de redes de telecomunicaciones. Incluyen los servicios de telecomunicaciones que se prestan por las redes utilizadas para la radiodifusión sonora o televisiva”. (Ley General de Telecomunicaciones, Artículo 16 inciso 23)

Asimismo, por servicio de telecomunicaciones disponibles al público se deberá entender:

“(...) servicios que se ofrecen al público en general, a cambio de una contraprestación económica”. (Ley General de Telecomunicaciones, Artículo 16 inciso 24)

Por su parte, se entiende por red de telecomunicaciones:

“sistemas de transmisión y demás recursos que permiten la transmisión de señales entre puntos de terminación definidos mediante cables, ondas hertzianas, medios ópticos u otros medios radioeléctricos, con inclusión de las redes satelitales, redes terrestres fijas (de conmutación de circuitos o de paquetes, incluida Internet) y móviles, sistemas de tendido eléctrico, utilizadas para la transmisión de señales, redes utilizadas para la radiodifusión sonora y televisiva y redes de televisión por cable, con independencia del tipo de información transportada.” (La negrita no es del original. Ley General de Telecomunicaciones, Artículo 16 inciso 19)).

Como se denota de lo anterior, dentro de las redes fijas se incluyen tanto aquellas que se ofrecen a través del sistema de conmutación de circuitos, como de paquetes (entre ellas, la IP).

La legislación vigente, define por conmutación de circuitos:

“(...) Sistema de comunicaciones que establece o crea un canal dedicado o circuito extremo a extremo, mientras permanezca la sesión. Después de que es terminada la sesión se libera el canal, para ser utilizado por otros usuarios”. (Artículo 5 inciso 8) del Reglamento de acceso e interconexión de redes de telecomunicaciones). En el mismo sentido, artículo 8 inciso 21) del Reglamento de prestación y calidad de los servicios.

Es a partir de la anterior tecnología, que la ley ordenó que se brinde el servicio de telefonía básica tradicional, entendida esta como:

“(...) tiene como objeto la comunicación de usuarios, mediante centrales de conmutación de circuitos para voz y datos, en una red predominantemente alámbrica, con acceso generalizado a la población; se excluyen los servicios de valor agregado asociados”. (Artículo 7 párrafo segundo de la Ley de Fortalecimiento y Modernización de las Entidades Públicas del Sector Telecomunicaciones).

Sobre ella, la Ley General de Telecomunicaciones dispone:

“(...) no podrán otorgarse concesiones o autorizaciones relacionadas con la operación de redes públicas de telecomunicaciones asociadas únicamente con la prestación del servicio telefónico básico tradicional. En este caso se requerirá la concesión especial legislativa a que se refiere el inciso 14) del artículo 121 de la Constitución Política. No obstante, dichas redes y el servicio telefónico básico tradicional estarán sometidas a esta Ley y a la competencia de la Sutel para efectos de regulación” (art. 28 Ley General de Telecomunicaciones y 7 párrafo primero de la Ley de Fortalecimiento y Modernización de las Entidades Públicas del Sector Telecomunicaciones).

A partir de lo referido en la Ley General de Telecomunicaciones y en la Ley de Fortalecimiento y Modernización de las Entidades Públicas del Sector Telecomunicaciones, se concluye que la conmutación de circuitos por mandato expreso del legislador se excluyó del proceso de apertura del sector de telecomunicaciones, manteniéndola hasta la fecha en manos del Instituto Costarricense de Electricidad.

Si bien mediante la Resolución RCS-615-2009 la Sutel homologó las condiciones de prestación de los servicios y las condiciones tarifarias para los servicios de telefonía fija (por conmutación de circuitos o de paquetes (IP)), y mantuvo en la RCS-004-2020 esto no quiere decir que hubiesen quedado sin efecto los artículos supra citados, no siendo posible a la fecha para ningún operador de telecomunicaciones brindar el servicio de telefonía fija a través del sistema de conmutación de circuitos, salvo con una concesión

otorgada por la Asamblea Legislativa. Por tanto, ello quiere decir que la tecnología es lo que se encuentra en monopolio y no propiamente la red que ostenta dicha condición (servicio de voz y datos).

Por su parte, la Ley General de Telecomunicaciones brinda la conceptualización de uno de esos principios rectores, al señalar en lo que interesa:

“ARTÍCULO 3.- Principios rectores

La presente Ley se sustenta en los siguientes principios rectores:

(...)

h) Neutralidad tecnológica: posibilidad que tienen los operadores de redes y proveedores de servicios de telecomunicaciones para escoger las tecnologías por utilizar, siempre que estas dispongan de estándares comunes y garantizados, cumplan los requerimientos necesarios para satisfacer las metas y los objetivos de política sectorial y se garanticen, en forma adecuada, las condiciones de calidad y precio a que se refiere esta Ley”. (La negrita no es del original).

Como se ve, la Neutralidad Tecnológica garantiza a los operadores y/o proveedores que se encuentran debidamente autorizados por la Sutel para brindar servicios de telecomunicaciones, la posibilidad de escoger las tecnologías que mejor se adapten a su actividad empresarial para brindar los servicios que ofrezcan al público. Con base en ello, el servicio de telefonía fija, tal y como fue definido en la legislación vigente, cumple con los preceptos expuestos en el citado principio.

Por tanto, queda claro que el servicio de telefonía fija puede ser brindado por los operadores y/o proveedores de telecomunicaciones debidamente autorizados para tales efectos, independientemente del tipo de tecnología que para ese fin elija el operador y/o proveedor del servicio.

Ahora bien, respecto de la metodología que se debe utilizar para la fijación de los precios y tarifas por servicio, esta se encuentra establecida en el Reglamento para la fijación de las bases y condiciones para la fijación de precios y tarifas, sobre la cual es importante hacer referencia a los siguientes artículos:

Artículo 5.- Principios aplicables al cálculo de los costos asociados con la provisión de los servicios de telecomunicaciones

Estos costos se calculan con sujeción a los siguientes principios básicos:

- a. Los costos asociados a la prestación de un determinado servicio de telecomunicaciones son únicamente los costos que la provisión del servicio causalmente induzca en los activos y gastos del operador. A estos efectos se entienden por causalmente inducidos, aquellos costos en los que se incurre en la provisión del servicio y que por tanto no se incurriría en ellos si ese servicio no fuera provisto. Estos costos equivalen a la suma de los costos de capital, operación, mantenimiento, administración, comercialización y los comunes.*
- b. El costo promedio ponderado del capital (CPPC) se calcula, como su nombre lo indica, como el promedio ponderado del costo de la deuda y del costo del capital propio. Para su estimación se utiliza la siguiente expresión:*

$$CPPC = K_e \cdot \frac{E}{E+D} + K_d \cdot (1 - t) \cdot \frac{D}{E+D} \quad \text{(Ecuación 1)}$$

Donde:

- K_d es la rentabilidad requerida para la deuda antes de impuestos, determinada a partir del cálculo del costo promedio (tasas de interés) del endeudamiento de los operadores de telecomunicaciones que brindan el servicio respectivo*
- E es valor de mercado de los fondos propios, que corresponde a la proporción del valor del activo total que en promedio representan los aportes de capital (patrimonio), en el caso de los operadores de telecomunicaciones que brindan el servicio respectivo*
- D es el valor de mercado de la deuda, que corresponde a la proporción del valor de los activos total que en promedio representan la deuda total (pasivo), en el caso de los operadores de telecomunicaciones que brindan el servicio respectivo*
- t es la tasa impositiva*

- K_e es la rentabilidad requerida para los fondos propios, determinada mediante la aplicación de la siguiente fórmula:

$$K_e = r_f + \beta \cdot [E(R_m) - r_f] + \text{Riesgo país} \quad (\text{Ecuación 2})$$

Donde:

r_f = tasa libre de riesgo, que corresponde al rendimiento esperado de un activo que se considera que no tiene riesgo del todo, es decir, que cumple dos condiciones: primero, no tiene riesgo de crédito y segundo no existe incertidumbre respecto a las tasas de reinversión sobre el mismo. Usualmente los bonos del gobierno de los Estados Unidos son considerados como los instrumentos libres de riesgo de un mercado.

B = la beta indica la sensibilidad del valor en activos de una empresa respecto a la economía en general. Corresponde a una medida del riesgo sistemático de un activo particular. Se obtiene a partir de estimaciones realizadas por entidades internacionales especializadas.

$E(R_m) - r_f$ = el rendimiento esperado del mercado es la suma de la tasa libre de riesgo más alguna compensación por el riesgo inherente al portafolio del mercado, es decir, es la diferencia entre el rendimiento esperado sobre el portafolio de mercado y la tasa libre de riesgo. Se obtiene promediando las diferencias mensuales entre la variación que muestra el índice accionario de la Bolsa Nacional de Valores y la respectiva tasa libre de riesgo, considerando un período de tiempo de al menos sesenta meses.

Riesgo país: Medición de la eventualidad de que el país incumpla sus obligaciones crediticias con algún acreedor extranjero, por razones fuera de los riesgos usuales que surgen de cualquier relación financiera. Se obtiene a partir de estimaciones realizadas por entidades internacionales especializadas.

Alternativamente la rentabilidad requerida para los fondos propios puede ser determinada a partir del cálculo del promedio simple de las rentabilidades que obtienen los operadores de telecomunicaciones que brindan el servicio respectivo en el período fiscal previo al año en el cual se realiza la correspondiente revisión tarifaria.

- c. En la primera fijación tarifaria de cada año, la Sutel establecerá un valor único para esta tasa, que aplicará a toda la industria para las fijaciones que se realicen en ese año, promediando las tasas requeridas de retorno del capital determinadas para cada uno de

los operadores que brindan servicios de telecomunicaciones. En tanto este valor no sea calculado de acuerdo con lo establecido anteriormente, la Sutel establecerá el valor utilizando comparaciones internacionales que a su juicio sean aplicables.

- d. Valor de los activos: Para calcular el valor de los activos involucrados en la prestación del servicio, se considerarán los estándares de costos más utilizados en la industria de telecomunicaciones según la disponibilidad de información brindada por los operadores, garantizando la eficiencia en la utilización de las tecnologías más avanzadas para proveer la funcionalidad de la red requerida, toda vez que haya una obsolescencia de tecnologías o en los casos que las tecnologías más modernas posean un uso generalizado en la industria.*
- e. Recuperación del capital: Se utilizará la vida útil de los activos, determinada a su vez considerando la eventual obsolescencia tecnológica que pueda afectar a los activos correspondientes. A estos efectos se emplearán los valores que avale o emita la Sutel.*
- f. Costos no asociados con la prestación de un determinado servicio: Son aquellos costos en los que el operador incurra o haya incurrido y que no estén causalmente relacionados con la prestación del servicio.*

Artículo 6.- Procedimiento general de cálculo del costo total del servicio

El costo de la provisión del servicio es la suma de: los costos de capital, costos operativos y los comunes.

Artículo 7.- Estructura de la red a emplear para el cálculo

Se usará la misma topología de red usada por un operador representativo de la industria, pero empleando los nodos y equipos de acuerdo con la más moderna tecnología.

Artículo 9.- Derecho a recuperar los costos

Mediante las tarifas y precios máximos de los servicios fijados por la Sutel que cobren por los servicios que brinden, los operadores tienen el derecho a recuperar los costos asociados a la prestación eficiente del servicio incluyendo el costo promedio ponderado del capital y un margen de utilidad. Considerando que los operadores pueden prestar múltiples servicios empleando los mismos recursos, incurriendo en economías de alcance y escala, tienen el derecho a recuperar los costos comunes, los cuales serán incorporados en las tarifas de acuerdo con la metodología definida por Sutel.

Artículo 10.- Fijación inicial

Los precios y tarifas de los servicios de telecomunicaciones que la Sutel considere que no son brindados en condiciones de competencia, incluyendo el servicio de telefonía fija brindado a través de cualquier tecnología (incluyendo la básica tradicional al que hace referencia el artículo 28 de la Ley General de Telecomunicaciones), serán fijadas inicialmente en función de los costos medios totales, cuyo cálculo se detalla en el artículo 11 de este Reglamento. El cálculo correspondiente se efectuará mediante la aplicación de la ecuación N°3 a que se hace referencia en el artículo 11 de este Reglamento.

Ante la carencia de información suficiente como para definir los respectivos costos, la Sutel determinará los precios y tarifas correspondientes mediante un proceso comparativo con los precios y tarifas que por esos servicios cobran otras empresas a nivel internacional.

Artículo 11.- Procedimiento de cálculo de la tarifa

Las tarifas de los servicios de telecomunicaciones que debe fijar la Sutel se calcularán mediante el costo medio total de provisión del servicio que resulta del cálculo del cociente que se obtiene de la división del costo total de provisión del servicio entre el volumen total del servicio evaluado. Dicha tarifa se determinará mediante la aplicación de la siguiente fórmula:

$$TS = \frac{CCa + ((CO + CCo) * (1 + MU))}{VTS} \quad \text{(Ecuación 3)}$$

Siendo:

TS = Tarifa del servicio

CCa= costos de capital asociados con la prestación del servicio

CO= costos de operación y mantenimiento de prestación del servicio

CCo= costos comunes asociados a la prestación del servicio

VTS= volumen total del servicio

MU = Margen de utilidad, expresado en términos porcentuales según se define en el artículo 4 de este Reglamento y determinado a su vez mediante la siguiente fórmula:

Siendo:

= Porcentaje de utilidad de cada una de las empresas i , obtenidas como resultado de la prestación de los servicios de telecomunicaciones durante el período de evaluación considerado.

n = Número de empresas consideradas para efectos de determinación del cálculo de la utilidad correspondiente

Los precios y tarifas definidos mediante este procedimiento serán aplicables para todos los operadores y/o proveedores de servicios de telecomunicaciones, en el entendido que constituyen precios y tarifas tope, ajustables según el procedimiento definido en el artículo 12 de este Reglamento.

En síntesis, la tarifa de un servicio en particular debe ser calculada considerando los costos asociados a la prestación de este, los cuales son costos causalmente inducidos en los activos y gastos del operador. Es decir, aquellos que se incurre si el servicio se da y por lo tanto no se incurrirían si el servicio no fuera provisto.

Estos costos equivalen a la suma de los costos de capital, operación, mantenimiento, administración, comercialización y los comunes.

Debe haber un reconocimiento de la inversión a través del cálculo del costo de capital considerar el CPPC (costo promedio ponderado de capital).

El procedimiento de cálculo de la tarifa debe considerar mediante el costo medio total de provisión del servicio que resulta del cálculo del cociente que se obtiene de la división del costo total de provisión del servicio entre el volumen total del servicio evaluado.

Y considerando lo establecido en el artículo 12, de dicho reglamento sobre el cual se establece que “los precios y tarifas definidos mediante este procedimiento serán aplicables para todos los operadores y/o proveedores de servicios de telecomunicaciones, en el entendido que constituyen precios y tarifas tope, ajustables según el procedimiento definido en el artículo 12 de este Reglamento”.

V. PETICIÓN TARIFARIA DEL ICE PARA EL SERVICIO DE TELEFONÍA FIJA

Bajo el expediente No GCO-TMI-00595-2022, mediante nota número 1250-290-2022 del día 04 de abril del 2022, con número de ingreso NI-5212-2022, el ICE presenta ante la Sutel una petición tarifaria de ajuste para el servicio de telefonía fija.

Posteriormente mediante respuesta a la prevención y solicitud de aclaración realizada por parte de la DGM al ICE según oficios N° 05780-SUTEL-DGM-2022, 7275-SUTEL-DGM-2022 y 7549-SUTEL-DGM-2022 el ICE presenta mediante nota 1250-628-2022 (NI-13230-2022 y NI-13232-2022) la petición final.

Dicha petición incluye la siguiente información (se hace referencia al nombre bajo el cual se registran los archivos en el expediente respectivo):

- 1. Propuesta de Ajuste Tarifario Telefonía Fija con costos 2020 Final Rev VBV: Este documento incluye propuesta detallada de la petición tarifaria, antecedentes, análisis del mercado, detalle del cálculo de las tarifas, consideraciones legales y la solicitud tarifaria final. Asimismo, se incluye propuesta para valoración futura de Sutel sobre la manera de tasación del minuto fijo-móvil.*
- 2. Anexo No 1 Gestiones presentadas ante Sutel: incluye detalle de las gestiones llevadas a cabo por el ICE respecto a la red fija.*

3. *Anexo No 2 Cálculo del déficit de acceso acumulado de 2015 a 2019 (incluido dentro de la propuesta de ajuste tarifario para telefonía fija).*
4. *Anexo No. 3 Memoria de Cálculo: detalle en Excel del cálculo de las tarifas propuestas (tarifa de acceso y minuto fijo-fijo) y los costos considerados.*
5. *5.4 Anexo No 4 Justificación de Criterios para la Asignación de costos Telecom 2020 CONFIDENCIAL: archivo en Word que incluye descripción técnica detallada de todos los factores y conductores de reparto de costos, así como los drivers y factores de enrutamiento utilizados por el ICE en el modelo de costos para asignar y separar los costos y gastos a cada uno de los servicios. Asimismo, se incluye el detalle del diagrama de distribución de los costos, tipos de recursos, centros de costos, manejo de sus activos fijos y financieros, detalle del manejo de los costos de operación, datos sobre contabilización y cuantificación de costos, pantallazos y detalle de sus sistemas contables financieros, entre otros.*
6. *5.5 Anexo No 5 Justificación de Criterios para la Asignación de costos de Telecom 2020 CONFIDENCIAL: archivo de Excel que incluye por cuenta contable y etapa del proceso del modelo de costos, incluye los drivers y conductores de costos aplicados. No incluye datos numéricos.*
7. *Anexo No 6 Elementos del CORE en llamada básica entre Fijo y Móvil: documento justificativo para valoración futura de Sutel sobre la manera de tasación del minuto fijo-móvil.*
8. *Anexo No. 7 Elementos que intervienen en llamadas básicas de Fijo a Móvil y de Móvil a Fijo: documento justificativo para valoración futura de Sutel sobre la manera de tasación del minuto fijo-móvil.*
9. *Anexo No. 8 Precios MCR_actualización MCR-2020 tráfico y cálculo CONFIDENCIAL: archivo en Excel que incluye detalle del cálculo de la propuesta de la tarifa para el minuto fijo-móvil.*

La solicitud tarifaria del ICE es la siguiente:

Solicitud de ajuste tarifario

Tarifas sin IVA en colones

Servicios

Solicitud

<i>Tarifa de acceso telefonía fija</i>	<i>¢6 779,33</i>
<i>Minuto origen nacional fijo y destino nacional fijo</i>	<i>¢27,35</i>
<i>Minuto origen nacional fijo y destino nacional móvil</i>	<i>¢36,66</i>

Fuente: Dirección Estudios Económicos y Financieros ICE, agosto 2022

De la propuesta tarifaria presentada por el ICE mediante documento de Word llamado “Propuesta de Ajuste Tarifario Telefonía Fija con costos 2020 Final Rev VBV” se hace referencia a los puntos más relevantes de la justificación de cada una de las tarifas:

El Modelo para la estimación de costos utilizado por el ICE para de la contabilidad regulatoria y del sistema transaccional contable del Grupo ICE.

El cálculo integral del modelo de costos regulatorio de telecomunicaciones bajo la modalidad Top Down se realiza en la herramienta Profitability & Cost Management (PCM). Esta incluye información de ingresos, costos y unidades de medida de los servicios, actualizada para el periodo 2020. El detalle de la justificación de los criterios para la asignación de costos se incluye en los Anexos No. 4 y No. 5.

El detalle de información que brinda este modelo permite visualizar la información de los servicios de telecomunicaciones a nivel de ingresos, costos y excedente o pérdida para cada línea de negocio y servicio.

A partir de los costos disponibles a 2020 para la telefonía fija y voz sobre IP (VoIP), se obtienen los montos específicos para los rubros de tarifa básica y minuto de voz fijo. Los costos del minuto de voz fijo incluyen, adicionalmente, el costo de instalación de telefonía fija.

Los costos anteriores se les agrega el WACC, el cual se calcula utilizando una tasa de 12,82%, la cual fue aprobada y entró en vigor mediante la resolución RCS-096-2021 y se reconoce la utilidad de 8,60% a los OPEX.

El cálculo del WACC realiza sobre el saldo de los activos en cada una de las cuentas, el cual corresponde al CAPEX. De acuerdo con la Resolución de la Sutel RCS-319-2017 y el oficio 05031-SUTEL-CS-2021, el Costo de Capital es igual al Valor neto por el Costo Promedio Ponderado de Capital o WACC, calculado de la siguiente manera:

Esta fórmula utiliza la tasa WACC aprobada por la Sutel. A partir de lo anterior, el ICE realiza el cálculo del Valor Neto de la siguiente manera:

donde,

Saldo Inicial: Valor Bruto

Depreciación Acumulada: Amortización Acumulada

A partir de esta información se estima el costo unitario tanto para la tarifa básica de telefonía fija, así como para el minuto de voz fijo. Para ello se utiliza el dato correspondiente a la cantidad de líneas fijas de telefonía básica tradicional reportado por la Sutel para 2020, así como el tráfico de minutos fijo a fijo on net y off net correspondiente al año 2020.

El detalle completo de los costos incluidos en la instalación se incluye en el Anexo No. 3. Este anexo incluye, a su vez, en la hoja “MCR por CASM” la matriz de asignación de costos por centro de actividades a servicios minoristas.

Para la estimación del costo unitario del minuto fijo-móvil, se realizó el cálculo bajo la metodología de costo de originación fija y el costo de terminación móvil, todo esto según los costos que se encuentran en el modelo de costos regulatorios del 2020, donde según el cálculo realizado, la tarifa final sería de 36,66 colones el minuto.

Para la estimación adecuada de los costos asociados a la originación y terminación la metodología aplicada realiza una agregación de costos de servicios minoristas y mayoristas, ya que las redes del ICE se utilizan para cursar tanto el tráfico que originan

sus clientes y que puede terminar dentro de sus propias redes o en las redes de los otros operadores, como para terminar el tráfico proveniente de los otros operadores en nuestras redes. al respecto se anota que para 2020, como consta en los reportes de indicadores de telecomunicaciones remitidos por el ICE a la Sutel, el 64% de los minutos fijo-móvil, se cursaron entre las redes propias del ICE. Esto es, que las llamadas originadas en una línea fija del ICE terminaron en un 64% en una línea móvil ICE. El 34%, por otra parte, terminaron en las redes móviles de otros operadores. Es por esta consideración, que para el cálculo de los costos de prestación del servicio se realiza la agregación previamente referenciada.

En la estimación de los tráficos, se agregó el tráfico de los servicios minoristas y mayoristas por red (fija o móvil), porque para cursar tráfico en las redes del ICE se utilizan los mismos elementos de red (fija o móvil), independientemente de si se trata de tráfico originado (saliente) o del tráfico terminado (entrante). En el caso de la red móvil se utilizan las mismas radio bases, la misma red de radio, el mismo núcleo de voz, las mismas plataformas, etc. Asimismo, en el caso de la red fija se utilizan las mismas centrales, la misma conmutación, las mismas plataformas, entre otros, y en ese sentido se consideró válido el modelo propuesto para determinar los precios por el uso de nuestras redes.

El detalle del cálculo del minuto fijo-móvil se incluye en el Anexo No. 8.

VI. ANÁLISIS DE OPOSICIONES AUDIENCIA PÚBLICA

En el proceso actual de fijación tarifaria se presentaron tres oposiciones dentro del plazo otorgado a los usuarios que desearan presentar las mismas y donde la audiencia pública se celebró el martes 22 de noviembre a las 17 horas con 15 minutos por medio de la plataforma Zoom.

Como es de concomimiento general toda oposición debe de cumplir con los requisitos de forma y fondo que ordenamiento jurídico establece de manera obligatoria según lo reglando en el artículo 285 de la Ley General de la Administración Pública.

De las tres oposiciones que se presentaron dos de ellas fueron rechazadas, ya que no se ajustaron a lo reglado en el artículo 285 de la Ley General de la Administración Pública y 36 de la (ley 7593), Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, rechazando

las mismas en la fase de admisibilidad, éstas fueron presentadas por las señoras Lizbeth Leiva Guzman portadora de la cédula de identidad 1-0567-0361 y Estela Guzman Monge portadora de la cédula de identidad 3-0086-0577. Dichas oposiciones se rechazaron por medio de las resoluciones emitidas por la Aresep a través de las resoluciones de rechazo de posición RE-0302-DGAU-2022 de las 10 horas con 30 minutos del 24 de noviembre del 2022 y RE-0303-DGAU-2022 de las 11 horas con 30 minutos del 24 de noviembre del 2022.

La tercera oposición si se ajustó a lo solicitado por el ordenamiento jurídico vigente y esta fue la que presento la señora Grace Molina Salazar, portadora de la cédula 105490495 procediendo en este momento a analizar la misma.

Oposición presenta por Grace Molina Salazar

La oposición fue presentada por la señora Grace Molina Salazar, portadora de la cédula 105490495, en su calidad de usuaria del servicio de telefonía del ICE, la cual se encuentra facultada mediante lo reglado en el artículo 163 del Reglamento a la Ley General de Telecomunicaciones para ser parte de la audiencia pública. Sea adjunta copia de la cédula de identidad.

Se señala lugar para recibir notificaciones el correo electrónico gracehsehekina@gmail.com.

Argumentos

La señora Molina Salazar señala los siguientes argumentos para oponerse a la propuesta tarifaria de la Sutel para el servicio de telefonía fija:

“...1. Soy funcionaria pública cuyo salario es la única fuente de ingreso y como bien se sabe no he recibido aumentos salariales alrededor de 8 años y aún restan otros períodos bajo las mismas disposiciones gubernamentales, afectaran con mayor fuerza nuestro bolsillo.

2. Por razones de seguridad, trabajo y estudio tengo 3 líneas con el ICE (1 la utiliza mi hija quien es estudiante universitaria, desempleada, una segunda línea celular de uso personal y una tercer línea fija Kólvi)

3. Dado a mi lugar de residencia la señal de las líneas celulares se pierde por lo que nos vemos obligadas a utilizar el Wi- Fi conectado a la línea fija del servicio Kolvi Hogar, lastimosamente, debo pagar por un servicio deficiente, pésimo, de lo contratado recibo únicamente el 80%, según me indican los funcionarios que me atienden en Asistencia Kólvi, he solicitado estudio para aumento de Mega bytes, siendo infructuoso ya que por la zona solo se me permite contar con 2 Megas y ante la opción de contar con Fibra Óptica es todo una utopía..”

Petitoria

En virtud de lo anterior se presenta la siguiente petitoria:

Desde mi perspectiva no considero la viabilidad de la propuesta dado que no existe igualdad en el servicio y de beneficios.

SOBRE EL ANÁLISIS DE LOS ARGUMENTOS DE LAS OPOSICIONES PRESENTADAS

Oposición presentada por Grace Molina Salazar

Respecto a los argumentos presentados por la señora Molina Salazar en su oposición la Dirección General de Mercados valora lo siguiente.

Sobre el hecho de que la usuaria recibe un servicio desde su punto de vista defectuoso, pésimo y que no considera la viabilidad de la propuesta, dado que no existe igualdad en el servicio y beneficios, respecto a la oposición presentada en una audiencia tarifaria establece el artículo 162 del Reglamento a la Ley N° 8642 en lo que nos interesa lo siguiente:

“Quien desee ser parte en una audiencia pública, debe presentar por escrito a la SUTEL, el planteamiento de su oposición en el tema objeto de la audiencia, demostrar el derecho o interés legítimo que invoque, acompañar la documentación que la sustente y ofrecer sus pruebas, así como también indicar sus calidades y lugar para oír notificaciones. Los representantes de los usuarios finales y usuarios finales de los servicios de telecomunicaciones”

Así se encuentra que lo expuesto por la oponente no está justificada, ni sustentada a nivel técnico donde se desprenda algún racionamiento objetivo que deba ser analizado, además no se adjunta prueba alguna, razón por la cual no puede ser tenida a bien según lo reglado en el artículo 163 del Reglamento a la Ley de General de Telecomunicaciones, donde lo que procede es rechazar la misma por falta de motivación.

VII. ANÁLISIS DE LA PROPUESTA TARIFA

Tal y como se indica en el punto 5, el ICE presenta su propuesta basada en los costos derivados de su modelo regulatorio de costos para las tres tarifas. La DGM llevo a cabo una revisión de las 3 tarifas propuestas por el ICE. No solo se realizó una revisión de toda la información incluida en el expediente GCO-TMI-02063-2022, cual corresponde a la información pública la cual fue presentada como base en la audiencia pública sino también se realizó una revisión exhaustiva de toda la información confidencial. Asimismo, basándose en que la propuesta del ICE parte del modelo de costos la DGM también procedió a revisar la información sobre dicho modelo entregada en los procesos de contabilidad regulatoria y cargos mayoristas. A continuación, se presenta el análisis de cada una:

a. Tarifa de acceso telefonía fija: ₡6 779,33 colones por mes.

El cálculo de la tarifa de acceso considera costos de acceso para la red de telefonía tradicional y la red IP del ICE. Dentro de dichos costos están reconocidos costos de operación y mantenimiento, costos comunes y el costo de capital de los componentes de red. El cálculo de la tarifa es justificado numéricamente por el ICE en el documento de Excel llamado “Anexo No. 3 Memoria de cálculo”.

La DGM realizó una revisión de la razonabilidad del cálculo propuesto para esta tarifa y si la misma cumple con la metodología establecida. Mediante revisión de los costos reconocidos en la tarifa, de las metodologías de asignación, cálculo del CAPEX y OPEX, cálculo de la cuantificación de la capacidad del servicio, reconocimiento de los costos

comunes, así como aplicación del CPPC (Costos promedio ponderado de capital) y la utilidad se determinó que en cumplimiento de los principios establecidos y la metodología definida en el Reglamento para la fijación de las bases y condiciones para la fijación de precios y tarifas se deben realizar los siguientes ajustes al cálculo de la tarifa:

Ajuste del CPPC y la utilidad: La Sutel dispone de datos actualizados sobre el CPPC y la utilidad. Por lo tanto, para el cálculo propuesto la DGM considera necesario realizar el ajuste del último costo promedio ponderado de capital (CPPC) y de la utilidad media de la industria. Mediante resolución RCS-223-2022 “Actualización de la Tasa de retorno de capital de la industria de telecomunicaciones (CPPC)”, y la RCS-251-2022 “Corrección de error material en la RCS-223-2022 sobre la actualización de la tasa de retorno de capital de la industria de telecomunicaciones (CPPC)”, la última tasa de costo promedio ponderado de Capital aprobada corresponde a 11,61% pre impuestos y de 10,94% post impuestos. Por lo tanto, se realizó de ajuste la actualización del cálculo del CAPEX, utilizando un CPPC de 11,61%.

Respecto a la utilidad del periodo la cual debe ser reconocida a los costos de operación y costos comunes, también se recomienda ajustar de oficio a la propuesta del ICE. El margen de utilidad, estimado en un 9,60%, se calculó a partir de información remitida por los operadores a partir de un requerimiento que le hiciera Sutel a través del oficio 09287-SUTEL-SC-2021 del 04 de octubre de 2021, referente a los respectivos estados financieros de los servicios de telecomunicaciones, correspondientes a los períodos fiscales finalizados el 30 de setiembre o al 31 de diciembre del año 2020.

Dado los ajustes mencionados, la nueva tarifa propuesta por la DGM es la siguiente: ₡6 718,54 colones.

b. Minuto origen nacional fijo y destino nacional fijo: ₡27,35 colones por minuto

Tal y como se explica anteriormente para el cálculo del minuto fijo-fijo el ICE reconoce costos de capital, costos de operación y costos comunes. Además de los costos relacionados con el minuto fijo-fijo, el ICE reconoce en esta tarifa los costos de instalación, ya que justifica que es la única forma de recuperarlos. El cálculo de la tarifa es justificado numéricamente por el ICE en el documento de Excel llamado “Anexo No. 3 Memoria de cálculo”.

La DGM realizó una revisión de la razonabilidad del cálculo propuesto para esta tarifa y si la misma cumple con la metodología establecida. Mediante revisión de los costos reconocidos en la tarifa, de las metodologías de asignación, cálculo del CAPEX y OPEX, cálculo de la cuantificación de la capacidad del servicio, reconocimiento de los costos comunes, así como aplicación del CPPC (Costos promedio ponderado de capital) y la utilidad se determinó que en cumplimiento de los principios establecidos y la metodología definida en el Reglamento para la fijación de las bases y condiciones para la fijación de precios y tarifas se deben realizar los siguientes ajustes al cálculo de la tarifa:

- i. Utilidad y CPPC: al igual que se ajustó la tarifa de acceso, se le debe ajustar la Utilidad y el CPPC a la propuesta tarifaria del ICE, esto dado que existe información más actualizada sobre estos dos elementos respecto a la utilizada por el ICE.*

El CAPEX o costo de capital se recalcó considerando la fórmula para su cálculo

$$\text{Costo de capital} = \text{Valor Neto} * \text{CPPC}^1$$

Dado que el ICE presentó los costos de operación y costos de capital por aparte, se tomaron los costos de capital considerando que para el cálculo de estos se utilizó un CPPC del 12,85%, y se recalcó el CAPEX con el nuevo CPPC de 11,61%.

El cálculo se realizó considerando que los datos de la hoja de Excel llamada “MCR WACC 12,85%”, corresponden al total de costos con CPPC y se le resto el OPEX para obtener únicamente el costo de capital. Se considera que ese costo de capital corresponde al 12,85% del Valor Neto del activo, por lo tanto, se calculó el valor neto total y recalculó aplicando el 11,61%.

Por su parte, el ICE aplicó a los costos operativos OPEX una utilidad de 8,62%, sin embargo, como se mencionó anteriormente la Sutel dispone de una utilidad actualizada por lo que de oficio se ajustó la misma en el cálculo de la tarifa. Se le aplicó a los OPEX la utilidad actualizada de 9,6%.

¹ Artículo 13, RCS-319-2017, “ACTUALIZACIÓN DE LOS FORMATOS PARA LA PRESENTACIÓN DE COSTOS DEL MANUAL SOBRE LA METODOLOGÍA PARA LA APLICACIÓN DEL SISTEMA DE CONTABILIDAD DE COSTOS SEPARADA (CONTABILIDAD REGULATORIA) APROBADO EN LA RESOLUCIÓN RCS-187-2014”

- ii. *Costos de instalación: El ICE incluye dentro de los costos a reconocer dentro de la tarifa del minuto fijo-fijo costos por “instalación teléfono fijo”, por la suma total de ¢10.787.853.689,22.*

La justificación dado por el ICE en la “Propuesta de Ajuste Tarifario para Telefonía Fija” sobre el motivo de incluir dichos costos dentro de la tarifa del minuto fijo-fijo es la siguiente:

“Es importante aclarar que, actualmente, el Modelo de Costos Regulatorios (MCR), refleja los costos de instalación como un servicio más dentro del servicio de telefonía fija. Debido a que es parte de los costos de prestación del servicio, y no existe un cargo específico asociado a este concepto, con el objetivo de poder garantizar su recuperación a nivel tarifario, se agrega a los costos del minuto fijo. Por lo tanto, los costos de instalación del servicio de telefonía fija corresponden una línea directa de costos registrada en el MCR.”

El ICE no incluye justificación adicional sobre dichos costos y únicamente los reconoce en la tarifa propuesta para el minuto fijo-fijo. Al respecto la Dirección General de Mercados considera que dichos costos no deben ser reconocidos dentro de la base de costos para determinar la tarifa del minuto fijo-fijo.

Los costos de instalación no están directamente relacionados con el servicio en cuestión, tarifa minuto fijo-fijo. Un costo para ser reconocido dentro de la tarifa debe cumplir con los principios establecidos por la Ley General de Telecomunicaciones (LGT), Ley No. 8642 y sus reglamentos.

La instalación es un cargo no recurrente, cuyos costos se incurren únicamente cuando se da el servicio en un momento en particular. Según lo definido en el LGT, artículo 45, “Derechos de los usuarios finales”, inciso 9, es derecho de los usuarios finales de los servicios de telecomunicaciones “recibir información exacta, veraz y que refleje el consumo realizado para el período correspondiente, para lo cual dicha facturación deberá elaborarse a partir de una medición efectiva.”

Por su parte la Ley 8642, en el ARTÍCULO 6.- Definiciones, inciso 13), establece la siguiente definición: Orientación a costos: cálculo de los precios y las tarifas basados en los costos atribuibles a la prestación del servicio y de la infraestructura, los cuales deberán incluir una utilidad, en términos reales, no menor a la media de la industria nacional o internacional, en este último caso con mercados comparables.

El Reglamento para la fijación de las bases y condiciones para la fijación de precios y tarifas, en el Artículo 5. define los - Principios aplicables al cálculo de los costos asociados con la provisión de los servicios de telecomunicaciones, sobre el cual es importante hacer referencia al inciso a. Los costos asociados a la prestación de un determinado servicio de telecomunicaciones son únicamente los costos que la provisión del servicio causalmente induzca en los activos y gastos del operador. A estos efectos se entienden por causalmente inducidos, aquellos costos en los que se incurre en la provisión del servicio y que por tanto no se incurriría en ellos si ese servicio no fuera provisto.

Por lo tanto, un servicio específico, en este caso la tarifa del servicio del minuto fijo a fijo no debería reconocer más que los costos directamente relacionados con dicho servicio y no incluir otros costos que se deben recuperar a través de otros cargos o tarifas, ello se contrapone al servicio de orientación a costos.

Dado lo anterior, realizando los ajustes mencionados anteriormente, actualización del CPPC y la utilidad y exclusión de los costos relacionados con instalación. La nueva tarifa propuesta por la DGM para el servicio de minuto fijo-fijo es la siguiente:

Cuadro No. 2

Costo unitario del minuto de voz fijo Cálculo Sutel

En colones corrientes

	<i>Minuto Voz</i>
<i>Actividad</i>	<i>25.142,79</i>
<i>40-Función Soporte Opex</i>	<i>7.317,43</i>
<i>45-Costos Comunes Opex</i>	<i>1.817,43</i>
<i>50-Componentes de Red</i>	<i>16.007,93</i>
<i>Total</i>	<i>25.142,79</i>
<i>Tráfico</i>	<i>1.451.252.692</i>
<i>Costo Medio con WACC</i>	<i>17,32</i>

<i>Utilidad media de la industria</i>	<i>1,39</i>
<i>TARIFA Sutel</i>	<i>18,71</i>

() La utilidad media de la industria es de 9,6%*

Fuente: ICE con datos ajustados por Sutel

c. Minuto origen nacional fijo y destino nacional móvil: ₡36,66 colones por minuto

Tal y como se explica anteriormente para el cálculo del minuto fijo-móvil el ICE realizó el cálculo sumando el costo de originar una llamada en la red fija hacia la red móvil y el costo de terminación móvil en su propia red, todo esto según los costos que se encuentran en el modelo de costos regulatorios del 2020, donde según el cálculo realizado (Anexo No. 8_ Precios), la tarifa final propuesta es de 36,66 colones el minuto.

El ICE en el Anexo No 6 y Anexo No 7, presentados en el oficio número 1250-628-2022 (NI-13232-2022), presenta la justificación técnica de dicha propuesta y concluye lo siguiente respecto a la inclusión de los costos de terminación móvil en su propia red:

Con respecto a los escenarios de llamadas revisados, se obtiene que en la parte Móvil hay un elemento más que interviene, en uno de los tipos de llamada prepago” y este elemento es la “Plataforma Prepago” (del departamento de “Plataformas y Multimedia”).

Este caso se da en las llamadas de Móvil Prepago a Fijo (en tres de los escenarios tratados en este informe). Cuando la llamada es en el otro sentido (al contrario): de Fijo a Móvil Prepago, no se requiere interacción con esa plataforma (en las trazas no se observa interacción de señalización). Este hecho se presenta debido a que cuando el móvil desea realizar la llamada, se dan un tipo de mensajería hacia y desde la Plataforma Prepago, para conocer y a la vez actualizar datos del abonado Prepago.

En cuanto a las llamadas que son de Móvil Pospago a Fijo y de Fijo a Móvil Pospago; intervienen los mismos elementos tanto de red móvil como de red fija, en ambos sentidos

Para el caso de la Red Fija, intervienen los mismos elementos, para los dos tipos de llamadas, sean estas con móviles Prepago o Pospago y en ambos sentidos, llamadas salientes o entrantes (desde o hacia la Red Fija).

En la red Móvil se presenta esa diferencia, de un elemento más, que interviene en las llamadas generadas por Prepago.

La DGM realizó una revisión de la razonabilidad del cálculo propuesto para esta tarifa y si la misma cumple con la metodología establecida. Mediante revisión de los costos reconocidos en la tarifa, de las metodologías de asignación, cálculo del CAPEX y OPEX, cálculo de la cuantificación de la capacidad del servicio, reconocimiento de los costos comunes, así como aplicación del CPPC (Costos promedio ponderado de capital) y la utilidad se determinó que en cumplimiento de los principios establecidos y la metodología definida en el Reglamento para la fijación de las bases y condiciones para la fijación de precios y tarifas se deben realizar los siguientes ajustes al cálculo de la tarifa:

- *Sobre la propuesta presentada por el ICE, está DGM concuerda en qué la estimación del costo unitario del minuto fijo-móvil se debe realizar utilizando la metodología de costo de originación fija y el costo de terminación móvil.*

Los costos de terminación móvil incluidos dentro de la propuesta tarifaria del ICE no deben ser reconocidos en la tarifa de la forma como se propone. El ICE está reconociendo en la tarifa propuesta los costos de terminación en su propia red móvil, sin embargo, en línea con los principios de fijación tarifaria establecidos en la legislación costarricense únicamente deben considerarse los costos reales en los que incurre el ICE por terminar una llamada en redes móviles (tanto su red propia como de terceros). En este caso en el marco de los cargos de interconexión, el cargo de terminación móvil, vigente y aprobado en el proceso de aprobación de la Oferta de Interconexión por Referencia (OIR). El cargo fijado por decisión regulatoria es simétrico para todos los operadores móviles. Las resoluciones que fijan los cargos simétricos de terminación móvil son las siguientes: RCS-260-2022, “REVISIÓN Y APROBACIÓN DE LA OFERTA DE INTERCONEXIÓN POR REFERENCIA (OIR) DEL ICE”, RCS-261-2022, “REVISIÓN Y APROBACIÓN DE LA OFERTA DE INTERCONEXIÓN POR REFERENCIA (OIR) DE LIBERTY TELECOMUNICACIONES DE COSTA RICA LY, S. A.” y RCS-262-2022 “SE RESUELVE PROCEDIMIENTO DE INTERVENCIÓN INICIADO MEDIANTE RCS-162-2022 Y SE ORDENAN LAS CONDICIONES DE LA OFERTA DE INTERCONEXIÓN POR REFERENCIA (OIR) DE CLARO CR

TELECOMUNICACIONES S.A.”, para un cargo de interconexión de terminación móvil de ¢ 11,25 colones por minuto para lo que resta del año 2022 y el 2023. En ese sentido, el uso de los elementos de las redes móviles (propia o de terceros), están contemplados en este cargo que se encuentra vigente.

En la fijación tarifaria realizada en el 2013 mediante resolución RCS-268-2013, la propuesta para la tarifa del minuto fijo-móvil consideraba que la misma está compuesta por dos partes. Por un lado, el costo asociado al uso de la red de telefonía fija, y por el otro, el cargo de interconexión que debe cancelarse para efectos de terminar la llamada en una red móvil.

En línea con el principio de orientación a costos, la tarifa debe incluir los costos atribuibles al servicio brindado y no incluir costos que no están relacionados con dicha tarifa, por lo que la misma debe ser ajustada e incluir en la proporción de los costos de terminación móvil, el cargo vigente por terminación móvil aprobado por la Sutel. En este caso mediante RCS-260-2022, RCS-261-2022 y RCS-262-2022, Interconexión de terminación móvil ¢ 11,25.

- Ajuste del CPPC y la utilidad: al igual que en el minuto fijo-fijo, para el minuto fijo-móvil, la DGM ajustó de oficio el CPPC (11,61%) y la utilidad (9,6%) al existir un dato actualizado y en línea con el periodo de los costos.*
- Tráfico: en el Excel llamado Anexo No. 8_ Precios, el ICE justifica numéricamente el cálculo de la tarifa minuto fijo-móvil e incluye el tráfico total a considerar para el cálculo de los costos unitarios. El tráfico utilizado en la proporción de los costos de originación en la red fija hacia red móvil, utiliza un total de 1.640.946.248 minutos e indica que corresponde al tráfico utilizado para efectos del Modelo de costos regulatoria. El desglose de tráfico utilizado es el siguiente:*

<i>SERVICIO</i>	<i>MINUTOS</i>
<i>6060601010201-Minuto Voz Fijo</i>	<i>766.268.375</i>
<i>6060605070201-Minuto Voz IP</i>	<i>302.538.150</i>
<i>6060602030301-Telefonía Pública.</i>	<i>26.947.889</i>
<i>6060601060101-Servicio 1113 Fijo.</i>	<i>3.047.361</i>
<i>60606010602-Servicio 1155 Fijo</i>	<i>228.350</i>

60606010403-Servicio 110 Fijo	3.810.184
6060601050101-MDE	97.293.344
6061609010101-Originación Red Fija	5.405.212
6061609010301-Terminación Red Fija.	398.315.440
6061609110801-Telefonía Pública Mayorista	37.091.943
TOTAL	1.640.946.248

Fuente: ICE, Anexo No. 8 precios

La DGM realizó el ejercicio de comparar el tráfico utilizado por el ICE con el tráfico reportado para efectos de indicadores, sin embargo, la desagregación que utiliza el ICE en este cálculo no es la misma desagregación para efectos de reportes de indicadores.

Por lo tanto, se procedió a comparar el calcular el total del tráfico utilizado.

El tráfico total de 1.640.946.248 utilizado por el ICE en el cálculo se diferencia del tráfico total de indicadores, el cual alcanza la suma de 1.463.660.095 minutos salientes de la red fija a otras redes fijas o móviles, on-net y off-net. En la información dado por el ICE no es posible concluir sobre la razón de dicha diferencia por lo que se considera además que lo razonable es utilizar el tráfico total saliente de la red fija para determinar el costo unitario de originar una llamada fija, al igual que en tráfico que se utiliza para determinar el cálculo del minuto fijo-fijo.

Dado lo anterior, para el cálculo del costo unitario de un minuto saliente de la red fija a la red móvil, el tráfico que se debe utilizar es todo el tráfico saliente de la red fija, sea on-net u off-net, independientemente de su destino, por lo que este debería ser el mismo tráfico utilizado por el ICE en el cálculo de la tarifa fijo-fijo, el cual asciende a 1.451.252.692. (Diferencia no material de 0,8% con el tráfico utilizado por indicadores).

Realizando los ajustes mencionados anteriormente, actualización del CPPC y la utilidad, el tráfico y actualización del cargo de terminación móvil vigente. La nueva tarifa propuesta por la DGM para el servicio de minuto fijo-móvil es de ¢32,22. El detalle del cálculo es el siguiente:

<i>ASIGNACION DE COSTOS POR CENTRO DE ACTIVIDAD</i>	<i>Minuto fijo-móvil SUTEL en colones</i>
<i>40 - FUNCION SOPORTE</i>	<i>8.199.547.241</i>
<i>45 - COSTOS COMUNES</i>	<i>2.314.918.834</i>
<i>50 - COMPONENTES DE RED</i>	<i>13.013.367.524</i>
<i>Sub- total</i>	<i>23.527.833.599</i>
<i>Costo de Capital (WACC)</i>	<i>4.400.361.567</i>
<i>Costo total</i>	<i>27.928.195.166</i>
<i>Utilidad</i>	<i>2.498.531.002</i>
<i>Costo total + utilidad</i>	<i>30.426.726.168</i>
<i>Minutos</i>	<i>1.451.252.692</i>
<i>Precio originación</i>	<i>20,97</i>
<i>Más cargo terminación móvil vigente</i>	<i>11,25</i>
<i>Total, minuto fijo-móvil</i>	<i>€32,22</i>

Fuente: ICE con ajustes de SUTEL

VIII. PROPUESTA FIJACIÓN TARIFARIA

La petición de fijación tarifaria presentada por el ICE fue analizada y ajustada por la Dirección General de Mercados en cumplimiento a la legislación vigente. Sin embargo, es importante aclarar los siguientes puntos:

- *Sutel fija las tarifas para el mercado del servicio de telefonía fija y no solo para el servicio de telefonía fija de un operador en particular, lo anterior basado en el principio de neutralidad tecnológica.*
- *Sutel debe fijar las tarifas con los datos de los operadores representativos del mercado, dado lo anterior y según el análisis de mercado realizado en este informe, el ICE representa un 89%, del mercado total de telefonía fija, independientemente de la tecnología.*
- *La Sutel puede considerar los costos del ICE para fijar una tarifa de mercado, esto por cuanto al ser el operador representativo de mercado y los costos reconocidos en la propuesta corresponden a no son solo costos de telefonía básica tradicional sino también costos de telefonía IP, los cuales son costos representativos de las tecnologías más representativas también.*
- *Estas tarifas aplican para todas las tecnologías que permiten ofrecer la modalidad de telefonía fija, a saber: conmutación de circuitos (residencial y comercial), telefonía IP (conmutación de paquetes) y servicio RDSI, en función del principio de neutralidad tecnológica.*
- *Los costos de instalación pueden ser recuperados por los operadores, sin embargo, la Sutel, en cumplimiento de los principios de la Ley, no puede reconocer costos dentro de una tarifa de un servicio distinto al que se pretende fijar.*
- *Sobre el costo de la instalación, el ICE y cualquier otro operador del servicio minorista de telefonía fija puede decidir sobre su estrategia comercial al cobrar por el servicio no recurrente de instalación, sin embargo, si va a cobrar por dicho servicio debe incluirlo por aparte en la facturación tal y como establece el Reglamento sobre el Régimen de Protección al Usuario Final de los Servicios de Telecomunicaciones, Artículo 31.-Información contenida en la factura. Los clientes o usuarios tendrán derecho a que los operadores o proveedores les presenten facturas impresas o digitales, que incluyan el desglose de los cargos y consumos por los servicios suministrados. Las facturas deben contener de forma obligatoria y debidamente diferenciada y desagregada, los precios establecidos para cada servicio contratado. Los clientes o usuarios tendrán derecho a obtener, a su solicitud, facturas independientes para los servicios de tarificación adicional u otros servicios independientes.*
- *Los operadores deben tener claro lo establecido en el Artículo N°28 del Reglamento sobre el Régimen de Protección al Usuario Final de los Servicios de Telecomunicaciones (RPUF), a la hora de aplicar nuevas tarifas. Dicho artículo establece lo siguiente:*

“Artículo 28.-Modificación de tarifas. Las modificaciones tarifarias se regirán por las siguientes pautas:

- a) Cuando las tarifas son fijadas por la SUTEL: De previo a toda fijación tarifaria la SUTEL establecerá la metodología con la cual establecerá los precios de cada servicio*
- b) Cuando las tarifas son fijadas por los operadores de servicios de telecomunicaciones, en caso de que la SUTEL haya declarado que el mercado correspondiente se encuentra en competencia efectiva:*

Cualquier modificación en las tarifas de los servicios de telecomunicaciones deberá ser notificada a la SUTEL.

En cualquiera de los dos casos, antes de aplicar las tarifas correspondientes de cada servicio, ya sea fijadas por la SUTEL o bien fijadas por los operadores cuando se encuentren en competencia efectiva, deberá comunicársele con anterioridad a los clientes o usuarios finales cuáles son esas nuevas tarifas, a través de al menos dos medios de comunicación masiva y la página Web del operador o proveedor.”

- Una vez aprobadas las nuevas tarifas, la Sutel debe revisar y actualizar según corresponda, la resolución RCS-004-2020 “ACTUALIZACIÓN DEL PLIEGO TARIFARIO QUE CORRESPONDEN A LAS TARIFAS MÁXIMAS QUE RIGEN PARA TODOS LOS OPERADORES Y PROVEEDORES QUE CUENTEN CON EL RESPECTIVO TÍTULO HABILITANTE PARA LA PRESTACIÓN DE SERVICIOS DE TELECOMUNICACIONES”, con el fin de que los usuarios dispongan de un pliego tarifario actualizado.*

Dado lo anterior, la fijación tarifaria presentada por el ICE y ajustada por la DGM es la siguiente:

Cuadro N°3
Propuesta Tarifaria

Tarifas sin IVA en colones

<i>Servicios</i>	<i>Vigente</i>	<i>Propuest a ICE</i>	<i>Tarifa Sutel</i>
<i>Tarifa mensual de acceso telefonía fija</i>	<i>¢3 339</i>	<i>¢6 779,33</i>	<i>¢6 718,54</i>
<i>Tarifa del Minuto origen nacional fijo y destino nacional fijo</i>	<i>¢7,60</i>	<i>¢27,35</i>	<i>¢18,71</i>
<i>Tarifa del Minuto origen nacional fijo y destino nacional móvil</i>	<i>¢21,30</i>	<i>¢36,66</i>	<i>¢32,22</i>

Fuente: Propuesta tarifaria del ICE con ajustes realizados por Sutel.

IX. PRECIOS TELEFONÍA FIJA EN OTROS PAÍSES

Mediante contratación 2020LA-000007-001490000 se adjudicó a Axon Partners Group el desarrollo de un modelo de costos para redes fijas y un estudio comparativo de precios. Dicho estudio comparativo se basó en la siguiente metodología:

- 1) Determinación de los países relevantes para el estudio: Por medio de las variables población, superficie, ingresos per cápita y penetración de los servicios de banda ancha, se determinaron los países que compartieran ciertas características con Costa Rica*
- 2) Tarifas del principal operador del país: Una vez determinados los países sobre los cuales realizar el estudio comparativo de precios, se obtuvo información tarifaria (planes comerciales) del principal operador de redes fijas, esto a partir de consulta por sus páginas web (se trató de obtener siempre del mismo operador a efectos de consistencia).*
- 3) Ajustes realizados que permitan la comparación de las tarifas: Tras obtener los precios de las tarifas de los servicios de telefonía fija en el conjunto de países analizadas, las referencias fueron homogeneizadas, realizando el cambio a USD con base en el tipo de cambio ajustado por el índice de paridad del poder adquisitivo (ppp) de cada país, de acuerdo con los valores reportados por el Banco Mundial.*

Con base en dicha referencia, se presenta el siguiente análisis comparativo de los precios minoristas para el servicio de telefonía fija. La lista de países incluidos en el análisis son los siguientes:

Cuadro N°4

Lista de países analizados

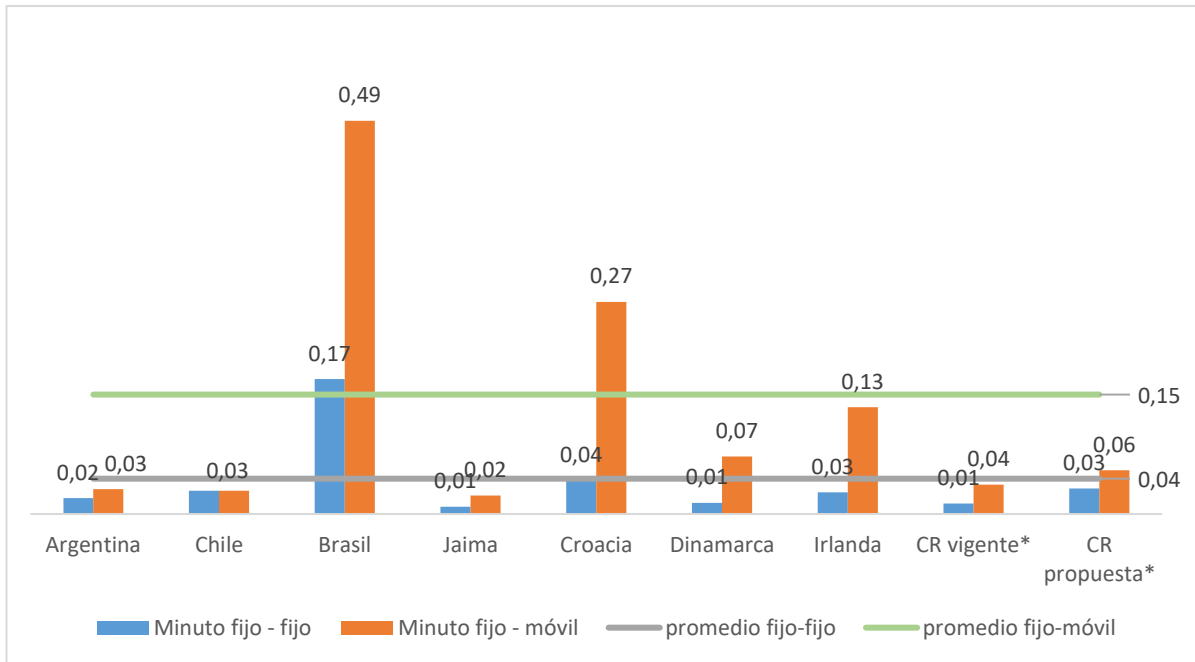
<i>País</i>	<i>Región</i>
<i>Panamá</i>	<i>América</i>
<i>Argentina</i>	
<i>Chile</i>	
<i>México</i>	
<i>Brasil</i>	
<i>Jamaica</i>	
<i>Perú</i>	
<i>Croacia</i>	<i>Europa</i>
<i>República Checa</i>	
<i>Dinamarca</i>	
<i>Irlanda</i>	

En el siguiente gráfico se incluyó la tarifa vigente y la tarifa propuesta en este informe con el fin de comparar con los países seleccionados:

Gráfico N°8

Precios servicio telefonía fija

Moneda: USD ajustado por ppp



Fuente: Elaboración propia con datos de Contratación 2020LA-000007-001490000

La línea verde horizontal representa promedio del precio del minuto fijo- móvil y la línea gris horizontal el promedio de los precios del minuto fijo-fijo de la muestra. Como podemos observar en el gráfico, la tarifa fijo-fijo vigente al igual que la propuesta en este informe se encuentran por debajo del promedio. Para la tarifa propuesta del minuto fijo-fijo ajustado por PPP esta haciende a 0,03 USD la cual se encuentra por abajo en comparación al promedio que está en 0,04, lo mismo sucede a la tarifa propuesta del minuto fijo-móvil que el promedio es de 0,15 UDS y la tarifa propuesta es de 0,06 muy debajo del promedio. De igual forma eliminando países que se van al extremo sigue Costa Rica estando por abajo del promedio. Los precios de Costa Rica se asemejan a países como Irlanda, Croacia, Chile y Argentina para el servicio fijo-fijo y a Dinamarca para fijo-móvil.

X. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Mediante acuerdo N°028-050-2013 el Consejo de la Superintendencia de Telecomunicaciones (Sutel) aprobó la RCS-268-2013, donde se realizó el ajuste a las tarifas del servicio minorista de telefonía fija y se fijaron las tarifas nuevas tope. Estas tarifas son las que se encuentran vigentes a la fecha para este servicio, las cuales corresponden a:

- a. *Tarifa de acceso telefonía fija: 3.339 colones/línea por mes*
 - b. *Minuto con origen nacional fijo y destino nacional fijo: 7,6 colones/minuto*
 - c. *Minuto con origen nacional fijo y destino nacional móvil 21,9 colones/minuto*
2. *El 13 de diciembre de 2016 se publicó en el Alcance No. 303 de La Gaceta la resolución del Consejo de la Sutel número RCS-261-2016 referente a la “Revisión del mercado minorista del servicio de telefonía fija, análisis del grado de competencia en dicho mercado, declaratoria de operador importante e imposición de obligaciones”, donde se declaró que el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) posee poder sustancial en el mercado del servicio minorista de telefonía fija. Asimismo, se declaró que el mercado relevante del servicio minorista de telefonía fija no se encuentra en competencia efectiva y por lo tanto debe mantenerse la regulación tarifaria.*
 3. *Mediante nota número 1250-290-2022 (NI-05212-2022) del 04 de abril del 2022 el ICE presentó ante la Sutel la solicitud de ajuste tarifario para el servicio de telefonía fija (expediente: GCO-TMI-00595-2022).*
 4. *La propuesta de ajuste tarifaria presentada por el ICE se presenta en el siguiente cuadro:*

*Cuadro N°5
Solicitud de Ajuste Tarifario, ICE
Tarifas sin IVA en colones*

<i>Servicios</i>	<i>Solicitud</i>
<i>Tarifa de acceso telefonía fija</i>	<i>6 779,33</i>
<i>Minuto origen nacional fijo y destino nacional fijo</i>	<i>27,35</i>
<i>Minuto origen nacional fijo y destino nacional móvil</i>	<i>36,66</i>

Fuente: Dirección Estudios Económicos y Financieros del ICE, agosto, 2022.

5. *El 21 de septiembre del 2022 mediante la sesión ordinaria 064-2022 el Consejo de la Sutel emitió el acuerdo 032-064-2022 donde dio admisibilidad a la petición tarifaria presentada por el ICE y solicitó a la DGM coordinar el proceso de audiencia pública.*
6. *Mediante oficio N° 9099-SUTEL-DGM-2022 del 17 de octubre del 2022, la DGM remitió a la Dirección General de Participación al Usuario de la Aresep la solicitud de convocatoria a la audiencia pública para la petición tarifaria presentada por el ICE en relación con el servicio de telefonía fija.*

7. *La audiencia pública se llevó a cabo bajo la modalidad virtual el martes 22 de noviembre del 2022 a las 17 horas 15 minutos (5:15 pm) por medio de la plataforma Zoom.*
8. *La Dirección General de Mercados recomienda rechazar la oposición admitida por falta de motivación, debido a que la misma no fue sustentada a nivel técnico y no se logró desprender algún racionamiento objetivo que deba ser analizado, además no se adjuntó prueba alguna, razón por la cual no podría ser tenida a bien, según lo reglado en el artículo 163 del Reglamento a la Ley General de Telecomunicaciones.*
9. *La Sutel es el órgano competente, según la legislación de telecomunicaciones vigente, para fijar los precios y tarifas de los servicios de telecomunicaciones que se brinden en el país en condiciones de no competencia.*
10. *Las propuestas tarifarias pueden presentarse de oficio o petición de parte según artículo 12 del Reglamento para la Fijación de las Bases y Condiciones para la Fijación de precios y tarifas.*
11. *El servicio de telefonía fija puede ser brindado por los operadores y/o proveedores de telecomunicaciones debidamente autorizados para tales efectos, independientemente del tipo de tecnología que para ese fin elija, sea ella conmutación de circuitos, conmutación de paquetes o cualquier otra que facilite la prestación de tal servicio.*
12. *El ICE posee un 89% de participación del mercado de telefonía fija siendo el operador más representativo del mercado para el 2021.*
13. *La metodología tarifaria se encuentra definida en el Reglamento para la Fijación de las Bases y Condiciones para la Fijación de precios y tarifas, principalmente en los artículos 5, 6, 7 y 11. Donde se establece que “Las tarifas de los servicios de telecomunicaciones que debe fijar la Sutel se calcularán mediante el costo medio total de provisión del servicio que resulta del cálculo del cociente que se obtiene de la división del costo total de provisión del servicio entre el volumen total del servicio evaluado.*
14. *Que la DGM llevo a cabo una revisión de las 3 tarifas propuestas por el ICE y no solo se realizó una revisión de toda la información incluida en el expediente GCO-TMI-02063-2022, la cual corresponde a la información pública la cual fue presentada como base en la audiencia pública, sino también realizó una revisión exhaustiva de toda la información confidencial. Asimismo, basándose en que la propuesta del ICE parte del modelo de costos, la DGM también procedió a revisar la información sobre dicho modelo entregada en los procesos de contabilidad regulatoria y cargos mayoristas. A continuación, se presenta el análisis de cada una:*

- a. *Tarifa de acceso telefonía fija propuesta: ₡6 779,33 colones por mes.*

El cálculo de la tarifa de acceso considera costos de acceso para la red de telefonía tradicional y la red IP del ICE. Asimismo, considera el CPPC y un reconocimiento de la utilidad a los OPEX.

Al disponer Sutel de un CPPC y una utilidad actualizada y en línea con la base de costos presentada por el ICE, se recomienda actualizar el cálculo considerando un CPPC de 11,61% según la RCS-223-2022 y una utilidad de 9,6%.

Aplicando dichos ajustes la tarifa propuesta por la DGM para la tarifa mensual de acceso a la telefonía fija asciende a ₡6 718,54 colones.

- b. *Minuto origen nacional fijo y destino nacional fijo propuesta: ₡27,35 colones por minuto*

El cálculo del minuto fijo-fijo el ICE reconoce costos de capital, costos de operación y costos comunes. Sin embargo, mediante revisión de la propuesta realizada por el ICE, la DGM considera que se deben realizar los siguientes ajustes:

- i. Utilidad y CPPC: al igual que se ajustó la tarifa de acceso, se le debe ajustar la Utilidad y el CPPC a la propuesta tarifaria del ICE, esto dado que existe información más actualizada sobre estos dos elementos respecto a la utilizada por el ICE.*
- ii. Costos de instalación: El ICE incluye dentro de los costos a reconocer dentro de la tarifa del minuto fijo-fijo costos por “instalación teléfono fijo”, por la suma total de ₡10.787.853.689,22. Estos costos deben ser rechazados de la base de costos de la tarifa del minuto.*

Los costos de instalación no están directamente relacionados con el servicio en cuestión, tarifa minuto fijo-fijo. Un costo para ser reconocido dentro de la tarifa debe cumplir con los principios establecidos por la Ley General de Telecomunicaciones (LGT), Ley No. 8642 y sus reglamentos.

La instalación es un cargo no recurrente, cuyos costos se incurren únicamente cuando se da el servicio en un momento en particular. Según lo definido en el LGT, artículo 45, “Derechos de los usuarios finales”, inciso 9, es derecho de los usuarios finales de los servicios de telecomunicaciones “recibir información exacta, veraz y que refleje el consumo realizado para el período correspondiente, para lo cual dicha facturación deberá elaborarse a partir de una medición efectiva.”

La Ley 8642, en el ARTÍCULO 6.- Definiciones, inciso 13), establece la siguiente definición: Orientación a costos: cálculo de los precios y las tarifas basados en los costos atribuibles a la prestación del servicio y de la infraestructura, los cuales deberán incluir una utilidad, en términos reales, no menor a la media de la industria nacional o internacional, en este último caso con mercados comparables.

Por lo tanto, un servicio específico, en este caso la tarifa del servicio del minuto fijo a fijo no debería reconocer más que los costos directamente relacionados con dicho servicio y no incluir otros costos que se deben recuperar a través de otros servicios, ello se contrapone al servicio de orientación a costos.

Realizando los ajustes mencionados anteriormente, actualización del CPPC y la utilidad y exclusión de los costos relacionados con instalación. La nueva tarifa propuesta por la DGM para el servicio de minuto fijo-fijo es de ¢18,71 colones.

- c. Minuto origen nacional fijo y destino nacional móvil propuesta: ¢36,66 colones por minuto*

El ICE realizó el cálculo sumando el costo de originar una llamada en la red fija hacia la red móvil y el costo de terminación móvil en su propia red, todo esto según los costos que se encuentran en el modelo de costos regulatorios del 2020.

Sobre la propuesta presentada por el ICE la DGM determinó que se deben realizar los siguientes ajustes:

- i. Los costos de terminación móvil incluidos dentro de la propuesta tarifaria del ICE no deben ser reconocidos en la tarifa de la forma como lo propone el ICE. El ICE está reconociendo en la tarifa propuesta los costos de terminación en su propia red móvil, sin embargo, en línea con los*

principios de fijación tarifaria establecidos en la legislación costarricense únicamente deben considerarse los costos reales que paga el ICE a un tercer operador. En este caso el cargo de terminación móvil, vigente y aprobado en el marco de la oferta de interconexión por referencia mediante RCS-260-2022, RCS-261-2022, y RCS-262-2022 para un cargo de interconexión de terminación móvil de ₡ 11,25 colones por minuto.

En línea con el principio de orientación a costos, la tarifa debe incluir los costos atribuibles al servicio brindado y no incluir costos que no están relacionados con dicha tarifa, por lo que la misma debe ser ajustada e incluir en la proporción de los costos de terminación móvil, el cargo vigente por terminación móvil aprobado por la SUTEL. En este caso mediante RCS-260-2022, RCS-261-2022 y RCS-262-2022, Interconexión de terminación móvil ₡ 11,25.

ii. Ajuste del CPPC y la utilidad: al igual que en el minuto fijo-fijo, para el minuto fijo-móvil, la DGM ajustó de oficio el CPPC y la utilidad al existir un dato actualizado y en línea con el periodo de los costos.

iii. Tráfico: en el Excel llamado Anexo No. 8_ Precios, el ICE justifica numéricamente el cálculo de la tarifa minuto fijo-móvil e incluye el tráfico total a considerar para el cálculo de los costos unitarios para un total de 1.640.946.248 minutos.

El tráfico total de 1.640.946.248 utilizado por el ICE en el cálculo se diferencia del tráfico total de indicadores, el cual alcanza la suma de 1.463.660.095 minutos salientes de la red fija a otras redes fijas o móviles, on-net y off-net. En la información dado por el ICE no es posible concluir sobre la razón de dicha diferencia por lo que se considera además que lo razonable es utilizar el tráfico total saliente de la red fija para determinar el costo unitario de originar una llamada fija, al igual que en tráfico que se utiliza para determinar el cálculo del minuto fijo-fijo.

Para el cálculo del costo unitario de un minuto saliente de la red fija a la red móvil, el tráfico que se debe utilizar es todo el tráfico saliente de la red fija, sea on-net u off-net, independientemente de su destino, por lo que este debería ser el mismo tráfico utilizado por el ICE en el cálculo de la tarifa fijo-fijo, el cual asciende a 1.451.252.692. (Diferencia no material de 0,8% con el tráfico utilizado por indicadores).

Realizando los ajustes mencionados anteriormente, actualización del CPPC y la utilidad, el tráfico y actualización del cargo de terminación móvil vigente. La nueva tarifa propuesta por la DGM para el servicio de minuto fijo-móvil es ₡32,22 colones por minuto.

15. *Sobre la propuesta de fijación tarifaria es importante considerar además los siguientes puntos:*
- a. *Sutel fija las tarifas para el mercado del servicio de telefonía fija y no solo para el servicio de telefonía fija de un operador en particular, lo anterior basado en el principio de neutralidad tecnológica.*
 - b. *Sutel debe fijar las tarifas con los datos de los operadores representativos del mercado, dado lo anterior y según el análisis de mercado realizado en este informe, el ICE representa un 89%, del mercado total de telefonía fija, independientemente de la tecnología.*
 - c. *La Sutel puede considerar los costos del ICE para fijar una tarifa de mercado, esto por cuanto al ser el operador representativo de mercado y los costos reconocidos en la propuesta corresponden a no son solo costos de telefonía básica tradicional sino también costos de telefonía IP, los cuales son costos representativos de las tecnologías más representativas también.*
 - d. *Estas tarifas aplican para todas las tecnologías que permiten ofrecer la modalidad de telefonía fija, a saber: conmutación de circuitos (residencial y comercial), telefonía IP (conmutación de paquetes) y servicio RDSI, en función del principio de neutralidad tecnológica.*
 - e. *Los costos de instalación pueden ser recuperados por los operadores, sin embargo, la Sutel, en cumplimiento de los principios de la Ley, no puede reconocer costos dentro de una tarifa de un servicio distinto al que se pretende fijar.*
 - f. *Sobre el costo de la instalación, el ICE y cualquier otro operador del servicio minorista de telefonía fija puede decidir sobre su estrategia comercial al cobrar por el servicio no recurrente de instalación, sin embargo, si va a cobrar por dicho servicio debe incluirlo por aparte en la facturación tal y como establece el Reglamento sobre el Régimen de Protección al Usuario Final de los Servicios de Telecomunicaciones, Artículo 31.-Información contenida en la factura. Los clientes o usuarios tendrán derecho a que los operadores o proveedores les presenten facturas impresas o digitales, que incluyan el desglose de los cargos y consumos por los servicios suministrados. Las facturas deben contener de forma obligatoria y debidamente diferenciada y desagregada, los precios establecidos para cada servicio contratado. Los clientes o usuarios tendrán derecho a obtener, a su solicitud, facturas independientes para los servicios de tarificación adicional u otros servicios independientes.*

- g. *Los operadores deben tener claro lo establecido en el Artículo N°28 del Reglamento sobre el Régimen de Protección al Usuario Final de los Servicios de Telecomunicaciones (RPUF), a la hora de aplicar nuevas tarifas. Dicho artículo establece lo siguiente:*

“Artículo 28.-Modificación de tarifas. Las modificaciones tarifarias se regirán por las siguientes pautas:

- a) *Cuando las tarifas son fijadas por la SUTEL: De previo a toda fijación tarifaria la SUTEL establecerá la metodología con la cual establecerá los precios de cada servicio*
- b) *Cuando las tarifas son fijadas por los operadores de servicios de telecomunicaciones, en caso de que la SUTEL haya declarado que el mercado correspondiente se encuentra en competencia efectiva:*

Cualquier modificación en las tarifas de los servicios de telecomunicaciones deberá ser notificada a la SUTEL.

En cualquiera de los dos casos, antes de aplicar las tarifas correspondientes de cada servicio, ya sea fijadas por la SUTEL o bien fijadas por los operadores cuando se encuentren en competencia efectiva, deberá comunicársele con anterioridad a los clientes o usuarios finales cuáles son esas nuevas tarifas, a través de al menos dos medios de comunicación masiva y la página Web del operador o proveedor.”

- h. *Una vez aprobadas las nuevas tarifas, la Sutel debe revisar y actualizar según corresponda, la resolución RCS-004-2020 “ACTUALIZACIÓN DEL PLIEGO TARIFARIO QUE CORRESPONDEN A LAS TARIFAS MÁXIMAS QUE RIGEN PARA TODOS LOS OPERADORES Y PROVEEDORES QUE CUENTEN CON EL RESPECTIVO TÍTULO HABILITANTE PARA LA PRESTACIÓN DE SERVICIOS DE TELECOMUNICACIONES”, con el fin de que los usuarios dispongan de un pliego tarifario actualizado*
- i. *Dado lo anterior la propuesta de fijación por parte de la DGM es la siguiente:*

*Cuadro N°4
Propuesta Tarifaria*

<i>Tarifas sin IVA en colones</i>			
<i>Servicios</i>	<i>Vigente</i>	<i>Propuesta ICE</i>	<i>Tarifa Sutel</i>
<i>Tarifa mensual de acceso telefonía fija</i>	<i>¢3 339</i>	<i>¢6 779,33</i>	<i>¢6 718,54</i>
<i>Tarifa del Minuto origen nacional fijo y destino nacional fijo</i>	<i>¢7,60</i>	<i>¢27,35</i>	<i>¢18,71</i>
<i>Tarifa del Minuto origen nacional fijo y destino nacional móvil</i>	<i>¢21,30</i>	<i>¢36,66</i>	<i>¢32,22</i>

Fuente: Propuesta tarifaria del ICE con ajustes realizados por Sutel.

(...)"

3. Que, de conformidad con los anteriores resultandos y considerandos, este Consejo, en uso de las competencias que tiene atribuidas para el ejercicio de sus funciones indica lo siguiente:

POR TANTO

Con fundamento en la Ley General de Telecomunicaciones, ley 8642 y su reglamento; Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, ley 7593 y su reglamento; Ley General de la Administración Pública, ley 6227, el Reglamento para la Fijación de las Bases y Condiciones para la Fijación de precios y tarifas y demás normativa de general y pertinente aplicación

EL CONSEJO DE LA SUPERINTENDENCIA DE TELECOMUNICACIONES

RESUELVE

1. ACOGER el informe rendido por la Dirección General de Mercados mediante oficio 10960-SUTEL-DGM-2022 del 14 de diciembre del 2022, mediante el cual se emite la recomendación técnica para resolver la solicitud de fijación tarifaria para el servicio de telefonía fija presentada por el Instituto Costarricense de Electricidad mediante el oficio 1250-290-2022.
2. RECHAZAR la oposición presentada por la señora Grace Molina Salazar, cédula de identidad 105490495, debido a su falta de motivación, fundamentación y prueba a nivel técnico, donde no se logró desprender algún racionamiento objetivo que deba ser analizado.

3. DAR por evacuadas y atendidas las oposiciones presentadas contra la Propuesta de ajuste tarifario para el servicio de telefonía fija, sometida al proceso de audiencia pública el 22 de noviembre del 2022.
4. FIJAR las nuevas tarifas para el mercado importante de telefonía fija (servicios de telefonía fija básica tradicional y telefonía IP) en los siguientes montos:

Servicios	Tarifa Sutel
Tarifa mensual de acceso telefonía fija	¢6 718,54
Tarifa del Minuto origen nacional fijo y destino nacional fijo	¢18,71
Tarifa del Minuto origen nacional fijo y destino nacional móvil	¢32,22

5. ESTABLECER que las tarifas definidas mediante este procedimiento se constituyen en tarifas tope o máximas, pudiendo los operadores o proveedores de servicios de telefonía establecer los precios por debajo de las mismas.
6. DISPONER que las tarifas definidas de previo aplicarán para todos los operadores y proveedores del servicio de telefonía fija.
7. ESTABLECER que las tarifas fijadas mediante esta resolución entrarán en vigor a partir de su publicación en el diario oficial La Gaceta, donde los operadores y proveedores del servicio de telefonía fija deberán respetar los derechos de los usuarios finales establecidos en la Ley General de Telecomunicaciones y el Reglamento sobre el Régimen de Protección al Usuario Final.
8. APERCIBIR a los operadores y proveedores del servicio de telefonía fija que, en caso de realizar ajustes a las tarifas de este servicio, deberán cumplir con las disposiciones establecidas en los artículos 20, 27 y 28 del Reglamento sobre el Régimen de Protección al Usuario Final, así como informar a la SUTEL sobre dicho cumplimiento.

9. ORDENAR a la Dirección General de Mercados realizar las gestiones que correspondan para actualizar el Pliego Tarifario vigente a la luz de la fijación realizada en la presente resolución.
10. INDICAR que la presente resolución deroga la resolución RCS-268-2013, emitida por el Consejo de la Superintendencia de Telecomunicaciones del 18 de setiembre del 2013.

Contra la presente resolución procede el recurso ordinario de revocatoria o reposición, previsto en el artículo 343 de la Ley General de la Administración Pública en relación con el artículo 345.1 del mismo cuerpo normativo. El recurso se deberá presentar ante el Consejo de la Superintendencia de Telecomunicaciones, a quien corresponde resolverlo, y deberá interponerse en el plazo de tres días hábiles, contados a partir del día siguiente a la notificación de la presente resolución, en sus instalaciones, sita en el Oficentro Multipark, edificio Tapantí, tercer piso, Guachipelín de Escazú, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 346 de la Ley General de la Administración Pública

ACUERDO FIRME

PUBLÍQUESE

Unidad de Secretaria.—Luis Alberto Cascante Alvarado, Jefe.—1 vez.—O.C.
Nº OC-5249-22.—Solicitud Nº 403040.—(IN2023707954).

NOTIFICACIONES

COLEGIO DE LICENCIADOS Y PROFESORES EN LETRAS, FILOSOFÍA, CIENCIAS Y ARTES

Notificación de Morosidad

A las siguientes personas se les comunica que, una vez realizada la gestión administrativa de cobro, tal como lo establece la política **POL-PRO-COB01 GESTIÓN DE COBROS**, y según nuestros registros al **11 de noviembre 2022**, aún se encuentran morosos. Transcurridos **diez días hábiles** contados a partir de la fecha de esta publicación, de no haber cancelado la suma adeudada o firmar un arreglo de pago y aún mantienen una morosidad de **3 cuotas o más**, se procederá con la suspensión de la colegiatura lo anterior en aplicación al **Artículo 54° del Reglamento General del Colegio**, al mismo tiempo se les recuerda que este trámite tiene como consecuencia la inhabilitación para el ejercicio legal de la profesión. Si al momento de la publicación ya realizó el pago respectivo, favor hacer caso omiso a la misma.

Nombre	Cédula
Abarca Rivera Raquel	116600282
Acuña Mora Cristina	302250718
Agüero Araya Ovidio	601470398
Agüero Otárola María Isabel	113260201
Aguilar Brenes María Leonor	301850436
Aguilar Rosales Kimberly Rebeca	113870489
Alfaro Badilla Olman Adrián	114960177
Alfaro Elizondo Laura Verónica	115760087
Alfaro Jiménez Rolando Alfredo	304560150
Alfaro Lobo Carolina	206070999
Alfaro Marín Oscar Augusto	206530718
Alfaro Moya Alba Nidya	203340791
Alfaro Solís Sandra Patricia	107400067
Alpízar Rodríguez Karina	205220925
Alvarado Araya Karen	206430697
Alvarado Rivera Yesenia	205470605
Alvarado Rodríguez Ana Franscini	111910796
Álvarez Barrantes Jennier	504140652
Álvarez Castro Karla	111530850
Álvarez Chavarría Irene	503080984
Álvarez Leiva Kenyi Marina	602270357
Álvarez López Estefany	604310588
Álvarez Maroto Marielena	207610541
Álvarez Mayrena Carmen Joseth	304750687
Álvarez Mejia Yordan de Jesús	304870237
Álvarez Obando Rubén Eliécer	112450177
Álvarez Torres Cindy Tatiana	111740621

Álvarez Velásquez Indira	114830422
Amaya Portugués Hannia	602810087
Angulo Espinoza Melissa Auxiliadora	111610589
Angulo Morales Katherine de los Ángeles	503170589
Araya Díaz María José	113030367
Araya Portugués Leonel Osvaldo	207280703
Araya Salas Ana María	207390929
Araya Saldaña Ingrid Xiomara	109560615
Araya Sandoval Junieth María	402390952
Araya Segura José Mario	112900372
Arce Hernández Ana Lisbeth	105890295
Arguedas Loría Jose Rafael	205930290
Arguedas Montoya Andrea María	116560728
Arguedas Retana Josabeth	702570762
Arguedas Zúñiga Roberto	114760580
Arias Araya Katherine Vanesa	207490469
Arias Chacón Jonathan	206870375
Arias Torres Ana Libinia	206430315
Arroyo Acosta Lourdes	204110834
Arroyo Fernández Luz Annia	108840734
Artavia González Yesenia	701820510
Asenjo Salazar Olier	302390931
Astúa Torres Geisy Melissa	701360186
Averruz Cubero Héctor Audrey	207050793
Ávila Vega Roxana	202840442
Azofeifa Castillo Paola	116270230
Azofeifa Cordero María José	702650896
Azofeifa González Mayda	104990407
Badilla Jiménez Grettel	111640922
Baltodano Rosales Martha Eugenia	603730790
Barahona Salas Ivania de los Ángeles	207560584
Barboza Aguilar Cynthia	108270624
Barquero Jiménez Ruth Ester	701120488
Barquero Quesada Vera Georgina	304370104
Barrantes Hernández Mileidy Liseth	206680392
Barrantes Sandoval Florylis María	116270560
Beita Cordero Gabriela Damaris	118040790
Beita Jiménez Anyehri Vanessa	114630237
Bejarano Atencio Denis	604240150
Bejarano Pastrana Carlos Alexander	503090966
Bermúdez Calderón Karen De Los Ángeles	113620359
Bermúdez García Karla Johanna	701730913
Blair Tobías Agustina Leonor	701230876

Bogantes Castro Cindy Patricia	109300301
Bolaños Meléndez Pablo César	206800181
Bolaños Montero Ana Ligia	204770355
Bonilla Brenes Gloriana Andrea	304800364
Bonilla Mena Geovanna del Carmen	111810543
Bonilla Montero Kendry Arlena	604400556
Brenes Camacho Julio César	304130540
Brenes Hidalgo Minor Jorhany	113080450
Brenes Ortiz Yeni Fermichela	603880521
Brenes Salas Katherine Daniela	304650298
Brizuela Irola Melissa	303660553
Bulgarelli Guzmán María Daniela	115680052
Buzano Romero Maritza	108070064
Calderón Araujo Andrea Paola	112390603
Calderón Ramírez Fanny Carolina	303830156
Calvo Calvo Lucía	900710587
Calvo Delgado Francisco	302600418
Calvo Rodríguez Marlene	106120870
Calvo Vargas Verónica	206530101
Camacho Hernández Fabio José	304430841
Cambroner Segura Kattia	401460587
Campos Arrieta Silvia Elena	302740259
Campos Hernández Selena María	207550754
Campos Matamoros José Miguel	207140245
Canales Carmona Yeffry	502800192
Carmona Badilla Rodrigo Humberto	109440299
Carranza Montero Grettel	205590059
Carranza Mora Natalia	206620603
Carranza Vargas Pablo Josué	117130688
Cartín Romero Diana María	304430535
Carvajal Ruiz Jordán de Jesús	402300329
Castañeda Cruz Alonso	701450689
Castillo Acosta Yariela María	207740857
Castillo Maroto Maximiliano de los Ángeles	702020769
Castillo Meza Gaudi de los Ángeles	206820810
Castillo Vargas Nathaly María	207610042
Castro Aguilar María Fernanda	304100426
Castro Chaves Ivania	205660265
Castro Montero Abel Moisés	120220299
Castro Montero Adriana María	112160148
Castro Morales Ruth Tatiana	701760289
Ceciliano Baltodano Dalila Jeannette	113930895
Cedeño Álvarez Katherine	304400532

Cedeño Vargas Marcela	104870901
Cerda Jiménez Kimberly Amalia	603830272
Cerdas Agüero Ailyn	701510245
Cerdas Vargas Freisier Josué	113530156
Céspedes Alvarado Juan Carlos	603320945
Céspedes Venegas Miriam Virginia	602640463
Chacón Carballo Flor De Liz	113110055
Chacón González Hazel	107730968
Chacón González Héctor José	114720580
Chacón González Lilliana	107640217
Chacón Monge Ivannia	112810987
Chacón Pérez Alejandra María	206420544
Chacón Soto Lupita María	109170802
Chan Tormo Kimberly Julissa	207210129
Chang Vargas Maritza	105270705
Chaverri Martínez Sandra	106340291
Chaves Avilés Lourdes María	108600818
Chaves Gazo Noel	207640860
Chaves Jiménez Anny	604150353
Chaves Morales Sylvia	109010943
Chaves Salazar Rolando	109810822
Chinchilla Blanco Sebastián Jesús	207520630
Chinchilla Quesada Anaís	105120863
Cisneros Arguedas Viviana de los Ángeles	115690050
Contreras Alfaro Melvin	503670315
Contreras Cambronero Ana Victoria	112980604
Cordero González Yuliana Larissa	115810024
Cordero Rojas Fabiola del Carmen	110860264
Córdoba Garro Katherin Adriana	305020357
Córdoba Solís Sandra Elena	503310194
Cortés Cortés Bernal	502750868
Cortés Madrigal Dayann Vanessa	115150392
Coto López Eugenia María	106300197
Coto Pérez María Eugenia	302590023
Coto Solís Gilberth	109560171
Cruz Blanco Helga Vanessa	108900632
Cruz Salazar Ana Lorena	106220892
Dávila Marín Natalia	115240194
Delgado Bonilla Flor María	401670696
Delgado Gómez Yermi Estefany	402250015
Delgado Viquez Ana Isabel	109940483
Delgado Zúñiga Eliette	108080035
Díaz Chinchilla Iris Vanessa	108080075

Durán Barquero María de los Ángeles	301810185
Durán Mora Carlos	105050492
Edwards Willis Josuhuey Indira	304090581
Elizondo Madrigal Alondra Sidney	702820613
Elizondo Santana José Pablo	109970259
Ennis Watson Berenice Elisa	700750967
Espinoza Arias Randall Luis	107540800
Espinoza Campos Keylin Patricia	503770721
Espinoza Cubero Eyllin	111570782
Espinoza Cubero Shirley	503390063
Esquivel Arguedas Emmanuel	401090671
Esquivel Chaves Karen Patricia	108460080
Esquivel Vargas Jenny Belisa	108210097
Fajardo Juárez Nancy Mariela	206240444
Fallas Guzmán Sandra Mayela	116590547
Fallas Romero Vanessa Patricia	305000330
Fallas Trejos Yinnery de los Ángeles	603200084
Fernández Abarca Kerlyn	112710786
Fernández Madrigal Diana Patricia	304800369
Fernández Madrigal Dixiana	900880349
Fernández Molina Ileana	302740804
Fernández Molina José Antonio	301900253
Fernández Ramírez Audrey Ima	105200305
Flores Céspedes Andrés Hernán	111330027
Flores Monge Karen	701630489
Fonseca Astorga Alejandra Paola	115970253
Gamboa Cortés Daniela Josette	115640352
García Acevedo Eilyn	114550459
García Montiel José Gabriel	503170996
García Rodríguez Paola Joana	402150567
Godínez Prado Suelen Yesenia	113950273
Gómez Alvarado Meylin Dayana	206220332
Gómez Calvo Adrián Antonio	302660047
Gómez Fonseca Landy Pamela	504120863
Gómez Gómez María Grace	302750717
Gómez Gómez Yensy Gabriela	503370932
Gómez Martínez Joebeth Audrey	702240447
Gómez Mena María Gabriela	302750004
Gómez Núñez Vivian	205390762
González Arias Cherry Cristina	702900195
González Arias José Ángel	114420318
González Cervantes Carlos Manuel	107760885
González Gutiérrez Mauricio	108980887

González Mesén Kanny Marcela	111640457
González Montero Fresila	701910281
González Sánchez María Auxiliadora	155802293018
González Solano Katherine Vanessa	304430610
González Solís Sofía	206210602
González Villalobos Luis Fernando	602450128
Granados Duarte Roy	109270783
Granados Quesada Warren Alberto	205670480
Granados Rojas Evelyn Tatiana	207710488
Granados Sánchez Mariela Cristina	206750603
Guerrero Mesén Álvaro David	112960593
Guerrero Mora Yoselyn	207330289
Gutiérrez Albenda Rigoberto	114020732
Gutiérrez Calvo Kener Andrés	504100869
Gutiérrez Hernández Ana Gabriela	401990968
Gutiérrez Sancho Oscar Pablo	204960239
Guzmán Valverde Ismael	304150555
Hernández Alpízar Andrey Alexander	112660174
Hernández Campos Katherine Pamela	401830342
Hernández Hernández Mario Alberto	900670776
Hernández Pérez Carlos Humberto	801280847
Hernández Vega Odeth	302790123
Herrera Herrera Katherine	205670959
Herrera Wilson Claudia Laurretta	800750134
Herrera Zúñiga Vera Violeta	203580374
Hidalgo Mora Dayana de los Ángeles	115370525
Ibarra Bejarano Georgina	300700534
Jaén Ugarte Adrián	504130580
Jara Padilla Alicia	111700018
Jerez Chaverri Mónica	502820337
Jiménez Arrieta Verónica	206660478
Jiménez Briceño Gaudy Patricia	110880063
Jiménez Herrera Mónica Andrea	112590730
Jiménez Lorenzano Cristian Antonio	603120005
Jiménez Maffio Mónica	603110162
Jiménez Salazar Laura María	111820035
Jiménez Vega María Vanessa	109470838
Jiménez Zúñiga Mónica	117650702
Johnson West Kay Yorleny	701380869
Lacayo Grant Marcia	302410269
Leitón Jiménez Dorian Efraín	109510653
Leon Morgan Carolina	109080920
León Umaña Kimberly	112390343

Lobo Rojas Priscilla	702550596
López Álvarez Erika Yarling	702130259
López Garro Nallely	207590930
López Jiménez Yesenia María	503200828
López Mora Nancy Pamela	114840282
López Serrano Suellen	112670365
Madrigal Badilla Ana María	111440287
Madrigal Calderón Tracy Catalina	114110236
Madrigal Herrera Desire	207140322
Madrigal Méndez Liz Andrea	111290318
Madrigal Pana Karla	112360529
Madrigal Rodríguez Juan Rafael	203750488
Madriz Vargas Paula Mercedes	303840981
Manzanares Chacón Natalia	603580759
Marín Gaitán Josué Alonso	402240123
Marín Quirós Tatiana	304330595
Martín Banton Betty Prudencia	700890277
Martínez Castro Alberto Joxhan	117220872
Martínez Meneses Marta Eugenia	302310627
Martínez Montoya Marta María	302350996
Masis Cambrero Teresita	401710693
Mata Del Valle Mercedes	302370270
Mata Mata Antonieta	108970155
Mata Morales Marycruz	304720293
Mata Ramírez Yajaira	701600259
Mata Villalobos Viviana	115490205
Matamoros Matamoros Georgina	114940180
Matarrita Hernández Yuran	502990488
Mavisca Rojas Marco Antonio	603160554
Mayorga Badilla Belkis De Jesús	504110862
Medina Loáiciga Yara	502500615
Mejías Bolaños Carol Cristina	205700333
Mena Garita Georgina	203390571
Méndez Molina Sebastián Jesús	113180941
Méndez Urbina Johnny Antonio	701970982
Méndez Venegas Ana Priscilla	603660753
Mendoza Cruz José Antonio	801150523
Miranda León Silvia	204290359
Molina Cubero Melissa Vanessa	701640333
Molina Guzmán Arellys	207420550
Molina Hurtado Keilyn Dayana	503750186
Molina Montenegro Karla	304030852
Molina Rodríguez Carol Sophía	112160593

Monge Calderón María Fernanda	604210826
Monge Leandro Bryan Roberto	304360941
Monge Leandro José Orlando	303610478
Montero Barboza María Fernanda	207270521
Montes Marchena Gisela Victoria	502850933
Montoya Arroyo Jhonny Alberto	205460106
Mora Benavides David	503570813
Mora Busto Pamela	701380707
Mora Cordero Marvín	111350736
Mora Espinoza Yimy	111950328
Mora Guevara Kerin Noelia	114940487
Mora Madrigal Wendy Vanessa	112310050
Mora Sandí Luis Omar	111790458
Mora Sandoval Josué Miguel	603980420
Morales Abarca Ana Luisa	113160997
Morales Alfaro Laura Francisca	207040456
Morales Alfaro María Auxiliadora	206360462
Morales Cubero Hellen Adriana	603380896
Morales González Mario	301640656
Morales Leitón Andrea María	603370128
Morales Quesada Sonia Emilia	302410892
Morales Vargas Cintya Paola	304140498
Moreira Cruz Marianela	206740160
Moreno Villegas Luis Santiago	502660878
Morera Alfaro Tania Cristina	206980197
Morera Vargas María Carlina	108340831
Morera Villegas Alejandra	206170154
Morris Sterling Shaury Dionicia	701500630
Muñoz Araya Karol Fabiola	701440752
Muñoz Mena Evelyn Marsella	503050165
Muñoz Solano Karol Geovanna	207250726
Murillo Cháves Susana	402000187
Narváez Ugarte Mónica Elena	503520986
Núñez Gómez Johan José	304870767
Núñez Quesada Heillyn Yohana	603900828
Núñez Zeledón María Fernanda	206920159
Obando Obando Marcos Manuel	103540250
Obregón Barahona Kenneth	114420488
Oconor López Juan José	503380511
Orias Obando Juan Miguel	502850393
Orozco Muñoz Arlette	206440689
Ortiz Briceño Julio César	503450698
Ortiz Guzmán Zharella	304980615

Ortiz Mora Ana María	302040681
Ortiz Romero Ana Yency	207390249
Ótarola Montoya Eugenio	105140652
Oviedo Parra Isidro	104570350
Paniagua Guerrero Chauny Lorena	117070243
Parajeles Madriz Xenia Patricia	206470622
Parra Mesén Rodolfo	602510124
Peraza González María Gabriela	401660328
Pérez Arias Carmen María	502100266
Pérez Núñez Kenneth Alberto	702250618
Pérez Varela Marbet	603550979
Perlaza Quesada Catalina	109500613
Picado Aguilar Ashley	702270550
Picado Porras Yenel Mariana	115330046
Piedra Díaz Sailyn Raquel	112680204
Piedra Durán Marco Andrey	207820681
Pizarro Valladares Yeselyn Vanessa	503540414
Porras Abarca Berny	115210928
Portilla Bermúdez Angie Patricia	113420162
Portugués Huertas Herminia	109580410
Prado Abarca Mónica	207600181
Quesada Arroyo Laura	401660111
Quesada Fernández Cecilia de los Ángeles	304520244
Quesada González Laura	603590434
Quesada Jiménez Lilly Guisella	108710814
Quirós Alvarado María Del Milagro	109590144
Quirós Espinoza Juan Adalid	203800789
Quirós González Jesús Alejandro	112820827
Quirós Mora Vilma	105570497
Ramírez Araya Hannia	304160540
Ramírez Hernández Libia Eusebia	801160638
Ramírez Ramírez Elizabeth	301750323
Reina Gómez Hiansselly Sugely	702630178
Revelo Apraez Ana Mercedes	801170899
Reyes Parra Karina	503990868
Rivas García Hanna	116680056
Rivas González Oscar Mario	116970612
Rivera Arias Ana Lorena	302900456
Rivera Chacón José Joaquín	301690439
Rodríguez Badilla Milena	207610906
Rodríguez Calderón Edward Gerardo	603410088
Rodríguez Chaves Deidry	205610678
Rodríguez Corrales Roy	108800737

Rodríguez Garita Danilo	304370079
Rodríguez Garita Karolina María	110610154
Rodríguez Miranda William	601250482
Rodríguez Pineda Vanessa	207660958
Rodríguez Salas Fanny	111190872
Rodríguez Sánchez Stephanie María	116220177
Rodríguez Solano José Alfonso	702120103
Rojas Brenes Lisseth	107300894
Rojas Díaz Alexánder	115330068
Rojas Hernández David	504030232
Rojas Rodríguez Fanny Vanessa	401890890
Rojas Solano Josshua	114980310
Romero Alvarado María Soledad	107270613
Romero Álvarez Eittel Dionicio	603100152
Rubio Machuca Mónica Jeannette	800990454
Ruíz Carballo Cira Vanessa	207440819
Ruiz Fallas Kris	701310987
Ruiz Gutiérrez Aliciel	501520391
Ruiz Mejías Ana Graciela	503870326
Ruiz Mora Yanett Virginia	501660259
Saborío Delgado Juan Diego	109730985
Salas Aguilar María Del Mar	302580600
Salas Monge Jenny	108050746
Salazar Porras Margarita	105230089
Salazar Salguero Margareth Alicia	503970484
Sánchez de las Matas Martín María del Carmen	800830314
Sánchez Durán Joselyn Andrea	207530231
Sánchez Jiménez Alexander de los Ángeles	112760593
Sánchez Morera Denia	502810311
Sánchez Paniagua Xinia María	204030851
Sánchez Picado Oscar Francisco	109320412
Sancho Calimore Vanessa Nahomy	702710635
Sancho Chavarría Katia	204630093
Sancho Fernández Elga	205090443
Sandí Fallas Kattia Cristina	107860779
Segura Carballo Roberto Emilio	402230043
Segura Jiménez Luis Alberto	901100128
Segura Sequeira Jorge Luis	604390752
Semeraro Román Giannina	109230786
Sequeira Arce Andrea de los Ángeles	115510353
Serrano Solano María Antonia	302040390
Sibaja Bustos Verónica Dohan	701680812
Sibaja Rodríguez Grettel Vanessa	112520752

Silva Carvajal Karen Andrea	702130038
Solano Brown Ana Isabel	302450097
Solano Calderón María Lucrecia	302780808
Solano Peña Manuel Antonio	115700039
Solano Portuguese Angie Vanessa	115510647
Solano Umaña Desiderio Francisco	115360420
Solís Bastos Iliana	109890406
Solís Chacón Jennifer De Los Ángeles	207420594
Solís Mora Steven Mariano	303580945
Solís Pérez Angie Raquel	207990350
Solís Porras Marco Tulio	302280787
Tencio Chacón Silvia Elena	304440159
Tenorio Flores Sandra María	107830576
Tenorio Solís Diego Josué	113300816
Tobar Osegueda Luis Ernesto	122200312018
Torres Araica Melanie Daniela	207350498
Torres Sánchez Kattia	502800722
Trejos Céspedes Leonardo	109860916
Tretti Amicabile Elena	138000098413
Ugalde Alarcón Johana	204050627
Ugalde Herrera Noemy	204340683
Ugalde Murillo Kenia	112490775
Umaña Miranda Jeremy Alonso	112710482
Umaña Rodríguez Luis Daniel	206930413
Umaña Tenorio Tatiana	111790267
Urbina Torres Yogebeth	207170269
Urbina Uriarte Flor De María	800550688
Ureña Faerron Stephanie Paola	113780427
Ureña Haug Raquel	304880246
Valdés Flores Yolanda Marcela	503570682
Valverde Barquero Nuria Vanessa	107840018
Valverde Cabezas Gloriana	113950634
Valverde Navarro Ronny Eribe	117280155
Valverde Romero Marín Antonio	302160918
Valverde Velásquez María Francini	206610615
Varela Gamboa Xinia	302460170
Vargas Arias Keilyn Yuliana	207800869
Vargas Marín Ana Yancy	205590813
Vargas Robles Juan José	113510054
Vargas Varela Meilyn Lucia	112260952
Vargas Vargas Hellen María	111360912
Vásquez Solano Lilliam	301560344
Velis Vargas Estefany	115510093

Velluti Bolaños Huguette	107890602
Vílchez Navarro Priscilla	115340164
Villalobos Delgado Alexandra María	402070818
Villalobos Mariño Verónica	109920036
Villalobos Mora Karina Alejandra	113330418
Villalobos Prado Carolina María	116060107
Villalobos Ulate Oscar Adrián	206890836
Villalobos Villalobos Yazmín	207020387
Villalobos Zúñiga Flor Ivonne	401100860
Villegas Campos Katherine Raquel	116120455
Walker Johnson Joyneline	702600848
Zaldivar Vargas Natalia	114050477
Zamora Amador Sara María	801270480
Zamora Garro Lourdes María	206780850
Zamora Vindas Gustavo Antoni	105800590
Zárate González Dyand Elena	402210947
Zárate Rojas Jonathan Enrique	206930303
Zúñiga Camacho William Mauricio	108340429
Zúñiga Chaves María Del Socorro	205680698
Zúñiga Gómez Cándida	501790363
Zúñiga González Cynthia Isabel	109840777
Zúñiga Zúñiga Carmen Dominga	601320159

Junta Directiva.—M.Sc. Georgina Francheska Jara Lemaire, Presidenta.—1 vez.—(IN2023707020).