

5 de agosto de 2026
IN-0090-IE-2026

Señor
Mario Mora Quirós
Intendente de Energía

ASUNTO: APLICACIÓN DE OFICIO DE LA “METODOLOGÍA TARIFARIA PARA LA REMUNERACIÓN DE LOS SERVICIOS AUXILIARES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (SEN)” RE-0195-JD-2021 Y SUS REFORMAS.

ET-086-2026

Estimado señor:

En cumplimiento de lo dispuesto por medio de la sentencia N.º 2026-20831, del 9 de junio de 2026 de la Sala Constitucional, y una vez que se cuenta con el marco normativo aplicable a los servicios auxiliares, esta Intendencia activa de oficio este estudio tarifario ordinario para determinar y fijar, por primera vez, las tarifas correspondientes a los servicios auxiliares: regulación secundaria, regulación terciaria y demanda interrumpible, considerando, además, que igualmente, se requiere de dicha activación por parte de la Aresep, tal y como establece en el apartado “**5. PERIODICIDAD DEL CÁLCULO**” de la metodología tarifaria respectiva, RE-0195-JD-2021 y sus reformas.

Al respecto, una vez aplicadas las fórmulas para el cálculo de las tarifas de servicios auxiliares contempladas en la metodología RE-0195-JD-2021 y sus reformas, se obtuvo el siguiente resultado:

- a) Tarifa de reserva de regulación secundaria: **¢ 6 662,38 x MWh**
- b) Tarifa de reserva de regulación terciaria: **¢ 282 279,76 x MWh**
- c) Tarifa de demanda interrumpible: **¢ 32 103,96 x MWh**

No obstante lo anterior, se indica que la tarifa de demanda interrumpible, que es voluntaria, entrará a regir hasta que sea publicado en el diario oficial La Gaceta la aprobación por parte del Regulador General del procedimiento de liquidación respectivo.

En lo que respecta a las tarifas de reserva de regulación secundaria y terciaria, cuyo procedimiento de liquidación fue establecido mediante la resolución RE-0240-RG-2026 publicado en el Alcance N°103 a la Gaceta N°146 del 5 de agosto de 2026, se indica que entrarán a regir partir del día siguiente a la publicación de la resolución en el diario oficial La Gaceta.

En este contexto, es importante mencionar que, considerando que es posible realizar el cálculo tarifario de los mencionados servicios auxiliares de manera separada, según lo dispuesto en la metodología tarifaria, es criterio de esta Intendencia que la liquidación igualmente podría tener la misma condición, por lo que, la existencia de un procedimiento de liquidación que no contenga aún lo referente al servicio auxiliar de demanda interrumpible, no impide la liquidación de los otros dos servicios auxiliares. Además, se reitera que la aplicación del servicio auxiliar de demanda interrumpible es voluntaria.

Ambos aspectos descritos permiten que se le brinde la debida relevancia y atención a lo dispuesto en la sentencia N° 2026-20831 del 9 de junio de 2026 de la Sala Constitucional, según la cual la Aresep cuenta con un tiempo limitado para atender lo dispuesto en el Transitorio I de la Ley N° 10086.

Por lo tanto, la Intendencia estimó que postergar la aprobación del procedimiento de liquidación de reserva secundaria y reserva terciaria hasta contar con el procedimiento correspondiente a la demanda interrumpible, podría afectar innecesariamente la implementación del esquema regulatorio previsto en la metodología tarifaria y retrasaría el establecimiento de las tarifas respectivas, dado que previamente se requiere el procedimiento de liquidación para proceder con el cálculo tarifario. Por ello, en aplicación de los principios de eficiencia, continuidad del servicio público y oportunidad regulatoria, se consideró procedente continuar con el trámite de aprobación del procedimiento de liquidación de reserva secundaria y terciaria, sin perjuicio de la obligación pendiente y sujeta a exigencia de esta Intendencia, que tiene el OS/OM de aportar el procedimiento de liquidación asociado a la demanda interrumpible.

Finalmente, se deja constancia que el funcionario Juan Manuel Chaves Moreira participó en la elaboración de este informe, no obstante, al momento de la firma ya no laboraba para la Intendencia de Energía.

Elaborado por:

Alejandra Morales Castro
Coordinadora de Tarifas

Viviana Lizano Ramírez
Asesoría Legal

David Chacón Huamán
Coordinador de Mercados
Energéticos

Adriana Argüello Arias
Proceso de Calidad de
Electricidad

AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

INTENDENCIA DE ENERGÍA

APLICACIÓN DE OFICIO DE LA METODOLOGÍA “*TARIFARIA PARA LA REMUNERACIÓN DE LOS SERVICIOS AUXILIARES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (SEN)*” RE-0195-JD-2021 Y SU REFORMA.

ET-086-2026

Agosto, 2026

TABLA DE CONTENIDOS

I. ANTECEDENTES	6
II. SUSTENTO JURÍDICO	8
III. ATENCIÓN DE LA SENTENCIA DE LA SALA CONSTITUCIONAL N° 2026-020831	20
IV. ANÁLISIS DEL ASUNTO	21
1. INFORMACIÓN ENVIADA POR EL ICE	21
2. APLICACIÓN DE OFICIO DE LA METODOLOGÍA	22
V. CONCLUSIONES:	42
VI. RECOMENDACIONES:	43
VII. ANEXO:	44

I. ANTECEDENTES

1. El 26 de noviembre de 2019, mediante la resolución RE-0140-JD-2019 la Junta Directiva de la Aresep, aprobó el reglamento técnico de los servicios auxiliares en el sistema eléctrico nacional (AR-RT-SASEN), publicada en el Alcance N° 238 a La Gaceta N° 279 del 13 de diciembre de 2019.
2. El 17 de agosto de 2021, mediante la resolución RE-0195-JD-2021, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep) aprobó la *“Metodología tarifaria para la remuneración de los servicios auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN)”*, publicada en el Alcance N° 173 a La Gaceta N° 169 del 2 de setiembre de 2021.
3. El 7 de enero de 2022, se publicó en el Alcance N° 3 a La Gaceta N° 3, la Ley N° 10086, *“Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables”*. En dicha ley se señala que los generadores distribuidos podrán brindar servicios auxiliares a cualquier participante del SEN, en los términos que así lo disponga la normativa vigente.
4. El 1 de febrero de 2023, se publicó en el Alcance N° 17 a La Gaceta N° 18, el Reglamento a la Ley N° 10086, *“Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables”*.
5. El 13 de abril de 2023, mediante la resolución RE-0065-JD-2023, la Junta Directiva de la Aresep aprobó la modificación parcial de la *“Metodología tarifaria para la remuneración de los servicios auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), dictada mediante la resolución RE-0195-JD-2021 del 17 de agosto de 2021”*, publicada en La Gaceta N° 83 del 12 de mayo de 2023.
6. El 8 de enero de 2024, mediante resolución RE- 003-RG-2024, el Regulador General aprobó los procedimientos: 1. Procedimientos para el Dimensionamiento de las reservas para el Control de frecuencia e intercambios de energía, 2. Procedimiento Técnico para la prestación del servicio auxiliar de Control de tensión, 3. Procedimiento técnico para la prestación de servicios auxiliar de Arranque en negro, 4. Procedimientos Servicio y esquemas de desconexión de cargas. 5. Procedimiento Demanda Interrumpible y 6. Procedimientos para el Control de Frecuencia e Intercambios de Energía, todos relacionados con el artículo 28 del Reglamento Técnico de los Servicios Auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional. (Folios 283 al 312, OT- 305- 2020)

7. El 23 de julio de 2024, mediante la resolución RE-0085-JD- 2024 la Junta Directiva de la Aresep aprobó el Procedimiento técnico *"Coordinación de indisponibilidades de Generación, Transmisión, Distribución y servicios Auxiliares en el SEN"* relacionado con el artículo 28 del Reglamento Técnico de los Servicios Auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional. (Folios 545 al 594, OT- 305- 2020)
8. El 11 de marzo de 2026, mediante la resolución RE-0023-JD-2026, la Junta Directiva de la Aresep aprobó la modificación parcial de la *"Metodología tarifaria para la remuneración de los servicios auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN)" dictada mediante la resolución RE- 0195-JD-2021, considerando lo dispuesto en la Ley N° 10086 y su reglamento, Decreto Ejecutivo N° 43879-MINAE en materia de servicios auxiliares, en cuanto a: i) apartado 1. alcance, ii) apartado 3. modelo de cálculo, en su ecuación 1 (tarifa de reserva secundaria) y ecuación 3 (tarifa de reserva terciaria), iii) apartado 4. liquidación de los servicios auxiliares, en sus ecuaciones 5 y 13, iv) apartado 5. periodicidad de cálculo y v) agregar un transitorio"*, publicada en el Alcance N° 72 a La Gaceta N° 105 del 10 de junio de 2026.
9. El 27 de marzo de 2026, mediante el oficio OF-0289-IE-2026, la Intendencia de Energía (IE) le solicitó al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) la información necesaria para la aplicación de oficio de la metodología tarifaria RE-0195-JD-2021 y su reforma correspondiente a servicios auxiliares. Dicha información debía ser aportada con corte al 31 de diciembre de 2025 (corre agregado en autos).
10. EL 17 de abril de 2026, mediante el oficio 1250-199-2026, el ICE brindó respuesta al oficio OF-0289-IE-2026 entregando la información solicitada (corre agregado en autos).
11. El 28 de abril de 2026, la IE sostuvo una mesa de trabajo con el ICE, en la cual se hicieron consultas y aclaraciones sobre la información enviada mediante el oficio 1250-199-2026, los aspectos derivados de dicha reunión constan en un correo electrónico de la misma fecha enviado por la IE al ICE (corre agregado en autos).
12. El 29 de abril de 2026, mediante correo electrónico, el ICE brindó respuesta a uno de los puntos que se indicó en el correo electrónico del 28 de abril (corre agregado en autos).
13. El 21 mayo de 2026, mediante correo electrónico, la IE le consultó al ICE sobre el avance de las aclaraciones solicitadas en la reunión y en el correo del 28 de abril (corre agregado en autos).

14. El 22 de mayo de 2026, mediante el oficio 0510-0463-2026, el ICE brindó las aclaraciones solicitadas en la reunión y en el correo electrónico del 28 de abril (corre agregado en autos).
15. El 9 de junio de 2026, la Sala Constitucional de la Corte Suprema de Justicia, mediante la sentencia N° 2026-020831, dictada a las 9:30 horas dentro del expediente N° 26-005612-0007-CO, declaró con lugar el recurso de amparo interpuesto contra la Aresep y ordenó al Regulador General, entre otras cosas, coordinar y disponer, dentro del ámbito de sus competencias, todas las actuaciones necesarias para emitir, en el plazo de dos meses contado a partir de la notificación de la sentencia, las tarifas de servicios auxiliares y los instrumentos regulatorios para la integración de los recursos energéticos distribuidos, bajo el apercibimiento dispuesto en el artículo 71 de la Ley de la Jurisdicción Constitucional
16. El 11 de junio de 2026, mediante correo electrónico, la IE le realizó varias consultas al ICE sobre la información enviada en mediante el oficio 0510-0463-2026 (corre agregado en autos).
17. El 29 de junio de 2026, mediante correo electrónico, el ICE brindó respuesta a las consultas realizadas por la IE mediante el correo electrónico del 11 de junio de 2026 (corre agregado en autos).
18. El 29 de julio de 2026, mediante la resolución RE-0240-RG-2026, el Regulador General de la Aresep aprobó el *Procedimiento de liquidación de los servicios auxiliares de regulación secundaria y terciaria en el Sistema Eléctrico Nacional*, publicada en el Alcance N°103 a La Gaceta N°146 del 5 de agosto de 2026.

II. SUSTENTO JURÍDICO

a. Sobre las competencias regulatorias de la Aresep

La Aresep, como institución autónoma con personalidad jurídica y patrimonio propio, así como autonomía técnica y administrativa, cumple, conforme a la Ley N° 7593, una función muy específica, regular aquellas actividades que el legislador ha considerado servicios públicos o servicios regulados (artículos 188 y 189 de la Constitución Política, artículo 1° de la Ley Reguladora de los Servicios Públicos N°. 7593 y artículo 2 del Reglamento a la Ley N° 7593, Decreto Ejecutivo N°. 29732-MP).

En cuanto a la definición de servicio público, el numeral 3 inciso a) de la Ley N° 7593, define el servicio público, como el que por su importancia para el desarrollo sostenible del país sea calificado como tal, por la Asamblea Legislativa, con el fin de sujetarlo a las regulaciones de esta ley.

En relación con los servicios públicos, o bien, servicios regulados, la Aresep ejerce las potestades de regulación que le encomienda el legislador, aplicando los principios y objetivos que dispone la ley.

Como parte de los principios a cumplir, se menciona el principio de servicio al costo, dispuesto en el inciso b) del artículo 3 de la Ley N° 7593, como el: *"Principio que determina la forma de fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, de manera que se contemplen únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad, de acuerdo con lo que establece el artículo 31."*

El cumplimiento de este principio (entre otros) en relación con los objetivos establecidos en el artículo 4 de la Ley N° 7593, orientan el quehacer regulatorio, en el tanto, enmarcan la ruta a seguir y la finalidad que se espera lograr en el ámbito de regulación de los servicios públicos.

Dichos objetivos han sido dispuestos de la siguiente manera:

"Artículo 4.- Objetivos

Son objetivos fundamentales de la Autoridad Reguladora:

- a) Armonizar los intereses de los consumidores, usuarios y prestadores de los servicios públicos definidos en esta ley y los que se definan en el futuro.*
- b) Procurar el equilibrio entre las necesidades de los usuarios y los intereses de los prestadores de los servicios públicos.*
- c) Asegurar que los servicios públicos se brinden de conformidad con lo establecido en el inciso b) del artículo 3 de esta ley.*
- d) Formular y velar porque se cumplan los requisitos de calidad, cantidad, oportunidad, continuidad y confiabilidad necesarios para prestar en forma óptima, los servicios públicos sujetos a su autoridad.*
- e) Coadyuvar con los entes del Estado, competentes en la protección del ambiente, cuando se trate de la prestación de los servicios regulados o del otorgamiento de concesiones.*

f) Ejercer, conforme lo dispuesto en esta ley, la regulación de los servicios públicos definidos en ella.”

Tales objetivos colocan a la Aresep en una posición objetiva y neutral que implica ejercer una función de equilibrio entre los intereses de los usuarios y los prestadores de los servicios regulados, de forma que, medie una prestación óptima en condiciones de calidad, cantidad, oportunidad, continuidad y confiabilidad necesarias para prestar en forma óptima a cambio de una retribución competitiva para el prestador.

El cumplimiento de tales objetivos y principios, entre otras disposiciones, permite que la Aresep desarrolle la función que le fue encomendada en el artículo 5 de la misma Ley N° 7593, a saber: *“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. (...)”*

Como puede observarse en dicho numeral, el legislador no solo dispuso las funciones que debe cumplir la Aresep, sino que también dejó implícitas las características que deben tener los servicios públicos a regularse: calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima. Cada una de esas condiciones, con una relevancia particular y complementarias entre sí, de manera que, de lograrse su máximo cumplimiento posible, será mayor la satisfacción del interés público.

Para lograr tales funciones y condiciones, el artículo 6 de la Ley N° 7593, dispone las diversas obligaciones del ente regulador,

“Artículo 6.- Obligaciones de la Autoridad Reguladora

Corresponden a la Autoridad Reguladora las siguientes obligaciones:

- a) Regular y fiscalizar contable, financiera y técnicamente, a los prestadores de 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.*
- b) Realizar inspecciones técnicas de las propiedades, plantas y equipos destinados a prestar el servicio público, cuando lo estime conveniente para verificar la calidad, confiabilidad, continuidad, los costos, precios y las tarifas del servicio público.*

c) Velar por el cumplimiento, por parte de las empresas reguladas, de las obligaciones en materia tributaria, el pago de las cargas sociales, y el cumplimiento de las leyes laborales.

d) Fijar las tarifas y los precios de conformidad con los estudios técnicos.

e) Investigar las quejas y resolver lo que corresponda dentro del ámbito de su competencia.

f) Cualquiera otra obligación que las leyes le asignen.

Toda disposición que se emita en relación con las materias a que se refiere este artículo, será de acatamiento obligatorio.”

La referencia a la función, objetivos y obligaciones de la Aresep, trae a colación la necesidad de mencionar las diversas potestades que le han sido encomendadas: **tarifaria** mediante la cual se cumple con la obligación antes señalada; **fiscalizadora** mediante la cual se verifica la prestación adecuada de los servicios públicos y el cumplimiento de la normativa establecida; **normativa** mediante la cual, se crean y disponen los cuerpos normativos de naturaleza técnico- regulatoria que orientan la prestación de los servicios públicos, entre ellos los aspectos necesarios para realizar la fijación tarifaria; y **sancionadora** mediante la cual, se reprocha e impone el régimen sancionatorio cuando existe una falta comprobada e injustificada de la normativa.

Estas potestades están dispuestas a lo largo de la Ley N° 7593 y su reglamento, y todas deben ser ejercidas en relación con todos los servicios públicos dispuestos en el artículo 5 de dicha ley y demás normativa aplicable.

En referencia a lo anterior, la Procuraduría General de la República ha señalado:

“Nótese que algunos de estos objetivos se concretizan en las potestades regulatorias reconocidas en favor de la ARESEP. Es el caso de un servicio al costo, inciso c) que determina la potestad de fijación tarifaria. Pero la regulación no se reduce a dicha fijación. El objetivo de velar porque el servicio se preste en condiciones óptimas se acompaña de la atribución de la facultad de participar en la reglamentación técnica, que establece las condiciones de calidad, cantidad, continuidad y prestación óptima en la prestación de los servicios públicos (Opiniones jurídicas N. OJ-051-2002 de 17 de abril y OJ-076-2002 de 21 de mayo, ambas de 2002). La Autoridad Reguladora está llamada a fiscalizar que el servicio público, incluido el de transporte remunerado de personas, se preste en conformidad

con normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima, formuladas conforme a estándares propios del servicio, existentes en el país o en el extranjero.

En consonancia con el objetivo del artículo 4 inciso d), el artículo 6 de su ley de creación impone a la ARESEP funciones de fiscalización contable, financiera y técnica relativas a la fijación de tarifas; funciones de inspección técnica para verificar la calidad, confiabilidad, continuidad, costos y tarifas del servicio público; la verificación del cumplimiento de las obligaciones tributarias propias de los operadores; la investigación de las quejas, así como fijar tarifas y precios “de conformidad con los estudios técnicos”. Estos estudios fundamentan la fijación tarifaria, artículos 6, inciso d) y 35 de la Ley de la ARESEP de todos los servicios públicos. (...)” Dictamen C-165-2014, del 27 de mayo de 2014.

b. Sobre la potestad tarifaria de la Aresep

Tratándose de la potestad tarifaria de la Aresep, primeramente, debe remitirse al artículo 5 de la Ley N° 7593, que 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: (...)”* El resaltado no es del original.

De lo anterior, se desprende que la Aresep es el ente competente para fijar los precios y tarifas de los servicios públicos reglados, 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.

Sobre dicha potestad tarifaria, el artículo 6 incisos a) y d) de la Ley N° 7593 establecen, que le corresponde a la Aresep, entre otras, las obligaciones 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” y “d) Fijar las tarifas y los precios de conformidad con los estudios técnicos.”

A fin de ejercer dicha potestad tarifaria, la Ley N° 7593 incorpora diversas disposiciones que orientan la mejor forma para ello.

El artículo 29 de la Ley N° 7593 y sus reformas establece:

“Artículo 29.- Trámites de tarifas, precios y tasas

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

Asimismo, el artículo 30 del mismo cuerpo normativo señala:

“Artículo 30.- Solicitud de fijación o cambios de tarifas y precios

(...) De acuerdo con las circunstancias, las fijaciones tarifarias serán de carácter ordinario o extraordinario.

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

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

Aunado a lo anterior, el artículo 31 de la Ley N° 7593 establece que:

“Artículo 31.- Fijación de tarifas y precios

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.

(...)

Como puede observarse, de la normativa transcrita se desprende con mayor detalle la potestad tarifaria que le atañe a la Aresep, según la cual, para fijar los precios y tarifas de los servicios públicos regulados, debe formular las definiciones, los requisitos y las condiciones respectivas, realizar las fijaciones tarifarias según las variables a revisar, y además, definir las metodologías tarifarias aplicables considerando las estructuras productivas modelo para cada servicio público.

Lo mismo señala el artículo 15 del Decreto Ejecutivo N° 29732 MP, que es el Reglamento a la Ley N° 7593, al disponer 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.”

Son innumerables y de vieja data los análisis que confirman la potestad tarifaria de la Aresep. A manera de ejemplo, se citan los siguientes:

“(...) 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 de la PGR C-329-2011 de 22 de diciembre de 2011.

"Así, la regulación puede abarcar poderes normativos, de supervisión, de control y sanción, pero también facultades de contenido netamente económico, como es la fijación tarifaria.

En efecto, la fijación tarifaria se inscribe dentro de la técnica reguladora. La regulación se traduce en el control de tarifas y de los servicios públicos, lo cual se justifica por el interés público presente en estos. La Autoridad Reguladora ostenta, entonces, el poder de imponer a los concesionarios del servicio público las reglas que deben seguirse para la fijación de la tarifa o del ajuste tarifario. En concreto, las tarifas que podrán cobrar a los usuarios por la prestación del servicio. Lo que se expresa a través de actos administrativos, dirigidos a determinar cuál es la tarifa que los usuarios deben pagar por un servicio público determinado." Lo subrayado no es del original." El

subrayado es del original. Dictamen de la PGR C-416-2014 de 24 de noviembre de 2014.

“En efecto, en lo que aquí interesa, tenemos que el legislador confió a la ARESEP la potestad de regular las tarifas de los servicios públicos, fijando precios y tarifas. Competencia que reafirma el artículo 6:

“Artículo 6.- Obligaciones de la Autoridad Reguladora

Corresponden a la Autoridad Reguladora las siguientes obligaciones:

a) *Regular y fiscalizar contable, financiera y técnicamente, a los prestadores de 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. (...).*

d) *Fijar las tarifas y los precios de conformidad con los estudios técnicos”.*

Nótese que el legislador no se limita a atribuir una potestad sino que establece elementos que permiten delimitar cómo debe ejercer esa potestad. En primer término, las tarifas y precios deben responder a estudios técnicos. Luego, esas tarifas y precios deben garantizar el principio de servicio al costo definido en el artículo 3 de la misma Ley. Numeral que retiene como elementos del servicio al costo los costos necesarios para la prestación del servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad. De ese modo, el principio de servicio al costo procura armonizar los intereses de los consumidores, usuarios y prestadores de los servicios, así como el equilibrio entre las necesidades de estos. Armonización y equilibrio entre distintos objetivos que es necesario para la plena satisfacción del interés público. Para lo cual el artículo remite a lo dispuesto en el artículo 31 de la misma Ley. Remisión que obliga a considerar que la potestad tarifaria se ejerce no solo de acuerdo con el servicio al costo sino también con los principios y normas del artículo 31 (equidad social, sostenibilidad ambiental, equilibrio financiero, eficiencia, entre otros) de la Ley de la ARESEP. (...)” Dictamen de la PGR C-141-2016 de 20 de junio de 2016.

Como puede notarse, la potestad tarifaria de la Aresep, entre otras, ha sido ampliamente reconocida, de manera que en la actualidad se ejerce sin considerarse cuestionamiento al respecto.

c. Sobre la fijación tarifaria de los servicios auxiliares

La regulación de los servicios auxiliares tiene un amplio antecedente, pues desde la Ley N° 9004, Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional (MER), se estipularon las obligaciones de la Aresep, entre otros, dentro de dicho mercado, a partir las cuales participa como regulador del sector eléctrico nacional. *Cita el artículo 2 de la Ley N° 9004:*

"Artículo 2. Las obligaciones y los derechos de Costa Rica como Estado contratante y parte del Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional se asignan al Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones (Minaet), como institución rectora del sector eléctrico nacional.

Las obligaciones y los derechos de Costa Rica como parte de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) se asignan a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep), como regulador del sector eléctrico nacional.

Las obligaciones y los derechos de Costa Rica como parte del ente operador de la red (EOR), así como las funciones propias de los agentes del mercado que le correspondan según la legislación interna, se asignan al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), como entidad encargada del despacho nacional e inversionista en el Sistema de Interconexión Eléctrica."

Asimismo, a partir del artículo 12 de la Ley N° 9004, que reformó el artículo 32 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y su Protocolo, aprobado mediante la Ley N° 7848, se dispuso que es compromiso de los gobiernos realizar las acciones necesarias para armonizar gradualmente las regulaciones nacionales con la regulación regional.

"Artículo 12. Reformar el artículo 32 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional adicionando el literal d) y un párrafo al final que se leerán así:

"d) Realizarán las acciones necesarias para armonizar gradualmente las regulaciones nacionales con la regulación regional, permitiendo la coexistencia normativa del mercado regional

y los mercados nacionales para el funcionamiento armonioso del MER."

"Cada país miembro definirá a lo interno su propia gradualidad en la armonización de la regulación nacional con la regulación regional". El resaltado no es del original.

Dicha armonización considera la normativa regional y nacional, siendo que, como parte de la normativa regional está el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), resolución CRIE-09-2005, del 15 de diciembre de 2005, Libro 1, según el cual, se define lo que es un servicio auxiliar regional, los requisitos para la prestación de dicho servicio, la supervisión respectiva, requerimientos y la coordinación que debe existir, entre otros.

En este contexto, la Aresep cumpliendo con su obligación como ente regulador de Costa Rica que debe armonizar la normativa regional con la nacional, procedió con el dictado de la resolución RJD-036-2013 del 22 de mayo del 2013, mediante la cual aprobó el *"Reglamento de Armonización Regulatoria entre el Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico de América Central"*, que incorpora los servicios auxiliares para Costa Rica, estableciendo la obligación del OS/OM de garantizar y coordinar la disponibilidad de los servicios auxiliares proporcionados por los Agentes del MEN.

De la misma forma, la Aresep dictó la resolución RJD-006-2014, del 19 de febrero de 2014, mediante la cual aprobó el *"Reglamento de detalle de desarrollo de los procesos comerciales, operativos y de planificación de la armonización regulatoria entre el Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Regional"*. Dicho reglamento, entre otros, estipula con respecto a las tarifas de los servicios auxiliares lo siguiente:

"Artículo 143.-Tarifas de los Servicios Auxiliares. La ARESEP establecerá tarifas correspondientes para cada servicio auxiliar."

Como puede notarse desde la vigencia de los reglamentos antes mencionados, se estableció la prestación de los servicios auxiliares, su debida regulación por parte de la Aresep y por ende, el ejercicio de la potestad tarifaria al respecto.

A lo anterior se suma, que la Aresep retomó el ejercicio de dicha potestad tarifaria al dictar en el año 2014 la *Norma Técnica: Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional AR-NT-POASEN*, derogada por la resolución RE-0030-JD-2026 del 22 de abril de 2026 -vigente- que dispuso una nueva versión de la norma como un Reglamento Técnico, mediante la cual, se

continuó desarrollando el marco normativo en torno a los servicios auxiliares, disponiendo, en lo que interesa:

“Artículo 34. Servicios auxiliares

(...)

Los precios y tarifas por la prestación de estos servicios serán fijados por la Autoridad Reguladora conforme con la Ley Nº 7593 y la metodología tarifaria correspondiente.”

Partiendo del marco normativo que se viene describiendo, la Aresep dictó mediante la resolución RE-0140-JD-2019 el *Reglamento técnico de los servicios auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (AR-RT-SASEN)*, mediante el cual se definieron las obligaciones y derechos de todos los participantes en la prestación de los servicios auxiliares.

Dispuesto lo anterior, la Aresep procedió con el dictado de la *Metodología tarifaria para la remuneración de los servicios auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN)*, aprobada mediante la resolución RE-0195-JD-2021 y sus reformas, cuyo alcance, está relacionado específicamente con el ejercicio de la potestad tarifaria que le corresponde ejecutar, al establecer:

“1. ALCANCE

Esta metodología tarifaria establece la forma en que se van a tarifar los servicios auxiliares definidos en la resolución RE-0140-JD-2019 “Reglamento Técnico de los Servicios Auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (AR-RT-SASEN)”.

(...)”

Dictada dicha metodología tarifaria, se sumó al marco normativo aplicable a los servicios auxiliares, los procedimientos técnicos establecidos en el artículo 28 del Reglamento Técnico AR-RT-SASEN, aprobados mediante las resoluciones RE-003- RG- 2024 del 8 de enero de 2024 y RE- 0085- JD- 2024 del 23 de julio de 2024 (OT- 305- 2020) y finalmente se aprobó el procedimiento de liquidación relativo al apartado 4 de la metodología tarifaria dicha, mediante la resolución RE-0240-RG-2026 del 29 de julio de 2026.

Completo el marco normativo aplicable antes descrito, corresponde aplicar la metodología dispuesta a fin de ejecutar la potestad tarifaria respectiva, mediante la cual, se dispongan las tarifas de los servicios auxiliares.

III. ATENCIÓN DE LA SENTENCIA DE LA SALA CONSTITUCIONAL N° 2026-020831

El 9 de junio de 2026, la Sala Constitucional de la Corte Suprema de Justicia, mediante la sentencia N° 2026-020831, dictada a las 9:30 horas dentro del expediente N° 26-005612-0007-CO, declaró con lugar un recurso de amparo interpuesto contra la Aresep y dispuso, el Por Tanto de la sentencia lo siguiente:

“(…)

*Se declara con lugar el recurso. Se ordena a Erick Bogantes Cabezas, en su condición de regulador general de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, o a quien ejerza ese cargo, coordinar y disponer todas las actuaciones que se encuentren dentro del ámbito de sus competencias, a fin de que se emita las tarifas correspondientes a servicios auxiliares, las tarifas y los instrumentos regulatorios que sean necesarios para la adecuada integración de los recursos energéticos distribuidos que se interconecten a las redes del Sistema Eléctrico Nacional, de conformidad con las disposiciones transitorias de la ley nro. 10086, denominada “Ley de Promoción y Regulación de Recursos Energéticos Distribuidos a partir de Fuentes Renovables”, dentro del plazo de **DOS MESES**, contado a partir de la notificación de esta sentencia (...).”*

Por lo anterior, una vez que se cuenta con el marco normativo aplicable a los servicios auxiliares, esta Intendencia activa de oficio este estudio tarifario ordinario para determinar y fijar por primera vez las tarifas correspondientes a: reserva secundaria, reserva terciaria y demanda interrumpible, considerando, además, que igualmente, se requiere de dicha activación por parte de la Aresep, tal y como estableció en el apartado “**5. PERIODICIDAD DEL CÁLCULO**” de la metodología tarifaria respectiva.

No obstante lo anterior, se aclara que la tarifa correspondiente al servicio auxiliar de demanda interrumpible, considerando lo establecido en el artículo 34 de la Ley N° 7593, entrará a regir hasta que sea debidamente publicado en el diario oficial La Gaceta, el Procedimiento de Liquidación respectivo, ello debido a que en la resolución RE-0240-RG-2026 del 29 de julio de 2026, publicada en el Alcance N°103 a la Gaceta N°146 del 5 de agosto de 2026, se aprobó particularmente el Procedimiento de liquidación de los servicios auxiliares de reserva secundaria y la reserva terciaria. En el apartado IV.2.b.ii de este informe, se detalla ampliamente el cálculo de la tarifa de demanda interrumpible y su implementación.

IV. ANÁLISIS DEL ASUNTO

1. Información enviada por el ICE

Para la elaboración de este estudio tarifario la IE mediante el oficio OF-0289-IE-2026 el 27 de marzo de 2026, le solicitó al ICE la información necesaria para la aplicación de oficio de la metodología RE-0195-JD-2021 y su reforma correspondiente a servicios auxiliares. Dicha información debía ser con corte al 31 de diciembre de 2025. El ICE brindó respuesta mediante el oficio 1250-199-2026 del 17 de abril de 2026.

Posteriormente, la IE llevó a cabo una mesa de trabajo con el ICE, el 28 de abril de 2026, en la cual se hicieron consultas y aclaraciones sobre la información enviada mediante el oficio 1250-199-2026. Además, el mismo día la IE le envió al ICE un correo electrónico, donde se indican los puntos que deben aclarar que surgieron de la reunión. El ICE mediante correo electrónico del 29 de abril de 2026 brindó respuesta a uno de los puntos que se indicó en el correo electrónico del 28 de abril y el 22 de mayo de 2026, mediante el oficio 0510-0463-2026, brindó el resto de las aclaraciones solicitadas en la reunión y en el correo electrónico del 28 de abril.

El 11 de junio de 2026, mediante correo electrónico, la IE le realizó varias consultas al ICE sobre la información enviada en mediante el oficio 0510-0463-2026. El ICE mediante correo electrónico del 11 de junio de 2026 brindó respuesta a las consultas realizadas

- En este contexto, es importante destacar algunos puntos relevantes de la información presentada por el ICE:
 - La empresa presentó la información de reservas de energía de dos tipos:
 - a) reserva Scada y b) reserva medición comercial.

Por lo anterior, para efectos de cálculo de las tarifas de servicios auxiliares, esta Intendencia utilizó la opción b) reserva medición comercial, debido a que de acuerdo con la normativa y reglamentación vigente, específicamente artículos 119 inciso c y 121 inciso d del reglamento técnico AR-RT-POASEN (RE-0030-JD-2026) se establece que para las conexiones al SEN, todo generador y empresa distribuidora, debe cumplir con lo indicado en la norma técnica AR-NT-SUMEL *"Supervisión del usos, funcionamiento y control de medidores eléctricos"* la cual establece los requisitos técnicos que deben cumplir los sistemas de medición para ser utilizados de manera comercial (uso tarifario para la medición de energía y potencia); así mismo los mencionados artículos de AR-RT-POASEN indican que deben los medidores cumplir con el sistema de medición comercial (SIMEC), en ese sentido el reglamento AR-RT-

POASEN en su capítulo XIV establece sobre el SIMEC que el mismo tiene como objetivo “*garantizar el trasiego íntegro de los datos hacia el OS*”, siendo que solo los sistemas autorizados y que cumplan con la normas y reglamentos de la Aresep pueden ser utilizados para efectos tarifarios.

- El ICE calculó los drivers para la asignación de los costos de operación, mantenimiento y depreciación (COMD) y el activo fijo neto en operación revaluado (AFNOR), necesarios para el cálculo de la tarifa terciaria, utilizando la reserva de energía proveniente de la información del SCADA.

No obstante lo anterior, esta Intendencia siguiendo lo establecido por la metodología de cálculo de drivers, recalculó los porcentajes de asignación utilizando la información de la reserva de energía proveniente de los medidores comerciales para definir la tarifa terciaria con el fin de mantener la consistencia en cuanto a la fuente de información de las reservas de energía.

- La información el ICE la aportó en forma desagregada mensualmente para cada una de las plantas, lo cual esta Intendencia requirió revisar, sistematizar y analizar los datos para obtener la información requerida para cada variable de las ecuaciones.

2. Aplicación de oficio de la metodología

En este apartado se presenta el detalle de la aplicación de la “*Metodología tarifaria para la remuneración de los servicios auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN)*” RE-0195-JD-2021 y su reforma. Las tarifas para los servicios auxiliares remunerables, a saber: control de frecuencia e intercambios de energía asociados a la reserva secundaria y reserva terciaria; así como para la demanda interrumpible.

a. Control de frecuencia e intercambios de energía, asociado a la regulación secundaria y regulación terciaria

i. Tarifa de reserva de regulación secundaria:

La metodología RE-0195-JD-2021 establece dentro del apartado de tarifara de reserva secundaria lo siguiente:

“La metodología para calcular la remuneración a los servicios de regulación secundaria se determinará a partir de la relación entre reserva de regulación anual de regulación secundaria y la energía anual estimada que podría haber generado cada planta, según la tarifa ponderada del sistema de generación de cada empresa distribuidora.

El cálculo de la tarifa para regulación secundaria se realizará según la siguiente ecuación:

$$T_{rs} = \frac{\sum_{p=1}^p (E_{RS})}{\sum_{p=1}^p (E_{Ae})} * T_g \quad (\text{Ecuación 1})$$

$$E_{Ae} = E_{ag} + E_{RS} * fp \quad (\text{Ecuación 2})$$

Donde:

- T_{rs} = Tarifa para la regulación secundaria.
- E_{RS} = Reserva anual de energía en MWh para regulación secundaria de cada planta que presta el servicio.
- E_{Ae} = Energía anual estimada que podría haber generado cada planta que presta el servicio, incluyendo la energía asociada a la reserva anual de regulación secundaria ajustada por su factor de planta.
- E_{ag} = Energía anual generada en MWh de cada planta que presta el servicio, exclusivamente durante las horas disponibles y asociada a las ventas de energía.
- fp = factor de planta promedio de los últimos cinco años anteriores al año de fijación de la tarifa, para cada planta que presta el servicio de regulación secundaria.
- T_g = Tarifa promedio en MWh ponderada del sistema de generación de las empresas distribuidoras.
- p = El subíndice p representa a los prestadores de los servicios con equipamiento habilitado por el OS/OM para dar el servicio de regulación secundaria.

Además, en la reforma parcial de la metodología RE-0195-JD-2021 mediante la RE-0023-JD-2026 se estableció lo siguiente:

“La tarifa de regulación secundaria será aplicable para los sistemas de generación distribuida para autoconsumo y sistemas de almacenamiento que cumplan con los requisitos técnicos establecidos por el OS y que tengan la capacidad de brindar regulación secundaria.”

Por lo tanto, para mantener la consistencia que indica la metodología se utiliza al corte de la información a diciembre de 2025, en donde el ICE proporcionó la información de la mayoría de las variables, de la siguiente manera:

- **Energía anual en MWh (E_{ag}):**

Es la energía anual generada en MWh de cada planta que prestó el servicio, se sumó la energía de cada planta durante el periodo de estudio para luego totalizar la información, dando como resultado un total de **6 849 852,60 MWh**.

Cuadro N° 1
Energía anual en MWh por planta

Planta	E_{ag}
ANGOSTURA	800 701,90
ARENAL	889 654,20
CACHI	636 102,40
CARIBLANCO	262 275,70
DENGO	987 064,10
GARITA	175 316,80
PEÑAS BLANCAS	170 588,20
PIRRIS	497 803,20
REVENTAZON	1 139 368,70
RIO MACHO	627 999,50
TORO II	263 971,20
VENTANAS GARITA	399 006,70
Total	6 849 852,60

Fuente: Intendencia de Energía con datos de ICE.

- **Reserva anual de energía anual en MWh (E_{RS}):**

Se considera como reserva de energía la potencial horaria como la reserva para subir y para bajar y que no se generó, la cual se determinó como la sumatoria de la reserva de energía de cada planta habilitada para prestar el servicio.

El resultado de la sumatoria de ambas reservas de energía por planta y totalizándolas, dio como resultado **1 562 287,70 MWh**.

Cuadro N° 2
Reserva anual de energía anual en MWh por planta

Planta	ERS, subir	ERS, bajar	ERS
ANGOSTURA	56 937,40	47 060,10	103 997,50
ARENAL	54 799,60	62 246,70	117 046,30
CACHI	47 678,00	39 752,30	87 430,30
CARIBLANCO	7 017,20	8 641,70	15 658,90
DENGO	53 128,40	62 272,20	115 400,60
GARITA	12 327,00	9 134,40	21 461,40
PEÑAS BLANCAS	6 673,60	4 772,00	11 445,60
PIRRIS	203 228,40	172 482,00	375 710,40
REVENTAZON	235 806,00	115 173,10	350 979,10
RIO MACHO	180 847,00	167 509,00	348 356,00
TORO II	7 261,00	5 509,40	12 770,40
VENTANAS GARITA	1 256,20	775,00	2 031,20
Total	866 959,80	695 327,90	1 562 287,70

Fuente: Intendencia de Energía con datos de ICE.

- **Factor de planta promedio (fp):**

Es el promedio de los últimos cinco años anteriores a la fijación tarifaria de cada planta que presta el servicio de regulación secundaria.

Cuadro N° 3
Factor de planta por planta
(Cifras en porcentajes)

Planta	2021	2022	2023	2024	2025	Promedio
	44,33	49,37	44,18	44,49	50,77	46,63
ARENAL	47,80	53,48	52,28	36,33	63,98	50,77
CACHI	40,93	47,09	42,93	43,31	46,46	44,14
CARIBLANCO	36,93	36,47	22,57	35,11	35,63	33,34
DENGO	48,35	53,98	51,66	37,68	62,71	50,88
GARITA	51,19	50,20	24,31	30,13	50,05	41,18
PEÑAS BLANCAS	32,53	43,49	28,18	52,27	51,15	41,52
PIRRIS	42,48	52,20	44,31	46,74	40,56	45,26
REVENTAZON	41,80	41,21	34,85	28,00	43,03	37,78
RIO MACHO	48,32	28,80	39,13	42,98	49,72	41,79
TORO II	42,43	41,50	30,19	42,29	45,64	40,41
VENTANAS GARITA	50,24	50,30	41,12	43,40	45,49	46,11

Fuente: Intendencia de Energía con datos de ICE.

Con base a la información anterior y en estricto apego a la metodología vigente de la ecuación 2, el valor total de la Energía anual estimada (E_{AE}) es **7 528 182,02 MWh**.

Cuadro N° 4
Energía anual estimada en MWh por planta

Planta	E_{AE}
ANGOSTURA	849 194,20
ARENAL	949 078,61
CACHI	674 697,05
CARIBLANCO	267 496,64
DENGO	1 045 774,16
GARITA	184 153,53
PEÑAS BLANCAS	175 340,79
PIRRIS	667 843,47
REVENTAZON	1 271 956,90
RIO MACHO	773 571,67
TORO II	269 131,72
VENTANAS GARITA	399 943,29
Total	7 528 182,02

Fuente: Intendencia de Energía con datos de ICE.

- **Tarifa promedio en MWh ponderada (T_g):**

La tarifa promedio se determina de la sumatoria de todos los ingresos totales anuales de los sistemas de generación indicados (ingresos ordinarios por ventas de energía en colones) y se divide entre la sumatoria de la energía total generada de las empresas para el mismo año (en MWh).

Cuadro N° 5
Tarifa promedio en MWh ponderada del sistema de generación
(Cifras en millones de colones)

Empresa	Ingresos totales (colones)	Ventas energía (MWh)
ICE	297 390,70	10 847 373,84
CNFL	36 669,30	432 262,06
JASEC	11 837,77	220 256,47
ESPH	16 637,22	319 287,15
COOPELESCA	27 354,43	568 059,24
COOPEGUANACASTE	15 829,34	287 006,38
COOPESANTOS	2 382,82	37 631,97
Total	408 101,58	12 711 877,12

Fuente: Intendencia de Energía.

De acuerdo con la información del cuadro anterior, la tarifa promedio es **32 103,96 ¢/MWh**.

Con base a la información anterior y en estricto apego a la metodología vigente establecido en la ecuación 1, la tarifa de reserva secundaria (Trs) es 6 662,38 ¢/MWh.

Cuadro N° 6
Tarifa de reserva de regulación secundaria (Trs)

Tarifa de reserva de regulación Secundaria (Trs) RE-0195-JD-2021 - RE-0023-JD-2026					
$T_{rs} = \frac{\sum_{p=1}^p (E_{RS})}{\sum_{p=1}^p (E_{AE})} * T_g \quad \text{(Ecuación 1)}$					
Donde:					
T_{rs} =	Tarifa para la regulación secundaria				
E_{RS} =	Reserva anual de energía en MWh/planta	1 562 287,70			
E_{AE} =	Energía anual estimada MWh/planta	7 528 182,02			
T_g =	Tarifa promedio en MWh/ Sist. Generación	32 103,96			
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 30%;">T_{rs}=</td> <td style="width: 40%; text-align: center;">6 662,38</td> <td style="width: 30%; text-align: center;">¢/MWh</td> </tr> </table>			T_{rs} =	6 662,38	¢/MWh
T_{rs} =	6 662,38	¢/MWh			

Fuente: Intendencia de Energía.

ii. Tarifa de reserva de regulación terciaria:

La metodología RE-0195-DJ-2021 establece dentro del apartado de tarifa de reserva secundaria lo siguiente:

“Por su parte, la metodología para calcular la remuneración a los servicios de regulación terciaria toma en cuenta un modelo ajustado de tasa de retorno, considerando los costos de operación y mantenimiento, así como una rentabilidad sobre la inversión requerida para darlos.

El cálculo de la tarifa para regulación terciaria se realizará según la siguiente ecuación:

$$T_{rt} = \sum_{p=1}^P \frac{COMD_p + k_e(AFNOR_p)}{E_{rt_p}} \quad (\text{Ecuación 3})$$

Donde:

T_{rt} = Tarifa para la regulación terciaria.

$COMD$ = Suma de los costos de operación, mantenimiento y depreciación anuales de los prestadores del servicio auxiliar de regulación terciaria y que están relacionados con esa prestación.

k_e = Rédito para el desarrollo calculado como el costo del capital propio para el sistema de generación eléctrica de cada prestador del servicio auxiliar.

$AFNOR$ = Activo fijo neto en operación revaluado que contempla la inversión de los prestadores del servicio auxiliar de regulación terciaria y que es necesaria para prestar esos servicios, a valor razonable de mercado (revaluado).

E_{rt_p} = Reserva anual de energía en MWh para regulación terciaria de cada planta que presta el servicio.

p = El subíndice p representa a los prestadores de los servicios con equipamiento habilitado por el OS/OM para dar el servicio de regulación - terciaria.

Además, en la reforma parcial de la metodología RE-0195-JD-2021 mediante la RE-0023-JD-2026 se estableció lo siguiente:

“La tarifa de regulación terciaria será aplicable para los sistemas de generación distribuida para autoconsumo y sistemas de almacenamiento

requisitos técnicos establecidos por el OS y que tengan la capacidad de brindar regulación terciaria.”

Por lo tanto, para mantener la consistencia que indica la metodología se utiliza a el corte de la información a 2025, en donde el ICE proporcionó la información de las variables, de la siguiente manera:

- **Costos de operación, mantenimiento y depreciación anuales (COMD):**

Se incluirán únicamente los costos de operación y mantenimiento en que se incurra para el funcionamiento y mantenimiento de los equipos, instalaciones o sistemas previstos para portar estos servicios auxiliares.

Para todos los prestadores de servicios auxiliares deberán separar contablemente los costos de operación y mantenimiento del equipamiento para prestar este servicio auxiliar asignando directamente sus saldos o utilizando asignadores contables (“drives”) debidamente justificados en el marco de la resolución RIE-068-2016.

Es importante mencionar, esta Intendencia identificó que el cálculo del driver presentado por el ICE utilizó la reserva de energía SCADA; por lo que se procedió a recalcular los drivers siguiendo lo establecido por el ICE en el documento “*Metodología de cálculo*” y en el archivo llamado “*Justificaciones_diferencias_Ert_2024_2025_v3f*” se encuentra el procedimiento del recalcu (cociente de Energía de reserva “ $E_{reserva}$ ” correspondiente a la reserva de medición comercial entre la Energía teórica “ $E_{teórica}$ ” y se multiplica por 100).

El costo de operación y mantenimiento de las plantas se determinó al multiplicar el costo total por el porcentaje del driver recalculado de cada planta, lo cual al sumar el costo de todas las plantas dio un total de **₡31 703,43 millones**.

Cuadro N° 7
Costos de operación y mantenimiento anuales
(Cifras en millones de colones)

Planta	Driver recalculado IE	Costos OyM Total	Costo OyM Reserva
ANGOSTURA	37,94%	3 592,84	1 363,10
ARENAL	25,42%	4 721,72	1 200,29
CACHI	44,09%	2 576,06	1 135,84
CARIBLANCO	28,18%	2 418,96	681,61
DENGO	17,18%	3 009,70	516,98
GARABITO	80,73%	15 059,08	12 157,93
GARITA	13,95%	2 916,45	406,88
GUAPILES	91,25%	1 002,13	914,41
LA JOYA	44,61%	863,36	385,14
MOIN I y II	93,33%	3 745,02	3 495,40
OROTINA	72,85%	941,91	686,21
PEÑAS BLANCAS	39,92%	2 434,94	972,04
PIRRIS	36,63%	3 348,61	1 226,53
REVENTAZON	44,30%	5 324,06	2 358,30
RIO MACHO	31,69%	2 532,90	802,74
SANDILLAL	38,16%	1 165,04	444,63
TORO I	45,76%	1 473,04	674,13
TORO II	46,33%	1 571,46	728,03
TORO III	44,77%	861,79	385,85
VENTANAS GARITA	26,36%	2 582,35	680,78
PTA_GAB	98,73%	49,16	48,54
PTA_MOIN	94,30%	47,75	45,02
TORITO	33,15%	1 185,40	393,01
Total		63 423,73	31 703,43

Fuente: Intendencia de Energía con datos de ICE.

Para el gasto de depreciación, se reconoce el equipamiento nuevo requerido para aportar regulación terciaria o el utilizado para este fin a la fecha de implementación de esta metodología, según el AFNOR incluido en la tarifa.

El costo de depreciación de las plantas se determinó al multiplicar el costo de depreciación por el porcentaje del driver recalculado de cada planta, lo cual al sumar el costo de todas las plantas dio un total de **¢35 597,20 millones**.

Cuadro N° 8
Costos de depreciación
(Cifras en millones de colones)

Planta	Driver recalculado IE	Depreciación Total	Depreciación Reserva
ANGOSTURA	37,94%	3 171,74	1 203,34
ARENAL	25,42%	3 277,58	833,18
CACHI	44,09%	4 219,23	1 860,36
CARIBLANCO	28,18%	1 414,56	398,60
DENGO	17,18%	2 727,97	468,58
GARABITO	80,73%	5 814,72	4 694,51
GARITA	13,95%	331,82	46,29
GUAPILES	91,25%	209,46	191,13
LA JOYA	44,61%	622,84	277,84
MOIN I y II	93,33%	2 130,95	1 988,92
OROTINA	72,85%	201,22	146,60
PEÑAS BLANCAS	39,92%	277,14	110,64
PIRRIS	36,63%	7 593,63	2 781,40
REVENTAZON	44,30%	11 286,22	4 999,24
RIO MACHO	31,69%	3 198,00	1 013,52
SANDILLAL	38,16%	1 673,28	638,59
TORO I	45,76%	1 044,70	478,11
TORO II	46,33%	1 303,31	603,80
TORO III	44,77%	417,93	187,12
VENTANAS GARITA	26,36%	3 489,73	920,00
PTA_GAB	98,73%	3 844,29	3 795,54
PTA_MOIN	94,30%	7 916,82	7 465,67
TORITO	33,15%	1 490,64	494,21
Total		67 657,80	35 597,20

Fuente: Intendencia de Energía con datos de ICE.

Una vez determinados los montos de los costos de operación, mantenimiento y depreciación aplicando el driver recalculado, se suman dichos costos para determinar el COMD de cada planta, lo que dio un total de **¢67 300,62 millones**.

Cuadro N° 9
Costos de operación, mantenimiento y depreciación de reserva.
(Cifras en millones de colones)

Planta	Costo OyM Reserva	Depreciación Reserva	COMD
ANGOSTURA	1 363,10	1 203,34	2 566,45
ARENAL	1 200,29	833,18	2 033,48
CACHI	1 135,84	1 860,36	2 996,20
CARIBLANCO	681,61	398,60	1 080,21
DENGO	516,98	468,58	985,56
GARABITO	12 157,93	4 694,51	16 852,44
GARITA	406,88	46,29	453,17
GUAPILES	914,41	191,13	1 105,54
LA JOYA	385,14	277,84	662,98
MOIN I y II	3 495,40	1 988,92	5 484,32
OROTINA	686,21	146,60	832,81
PEÑAS BLANCAS	972,04	110,64	1 082,68
PIRRIS	1 226,53	2 781,40	4 007,94
REVENTAZON	2 358,30	4 999,24	7 357,54
RIO MACHO	802,74	1 013,52	1 816,26
SANDILLAL	444,63	638,59	1 083,22
TORO I	674,13	478,11	1 152,24
TORO II	728,03	603,80	1 331,83
TORO III	385,85	187,12	572,97
VENTANAS GARITA	680,78	920,00	1 600,78
PTA_GAB	48,54	3 795,54	3 844,08
PTA_MOIN	45,02	7 465,67	7 510,69
TORITO	393,01	494,21	887,23
Total	31 703,43	35 597,20	67 300,62

Fuente: Intendencia de Energía con datos de ICE.

- **Rédito para el desarrollo (ke):**

Es el costo de capital propio (modelo CAPM) de cada prestador, incluida en las tarifas vigentes al momento de realizar el cálculo de la tarifa para la regulación terciaria.

En este caso, el ICE es el único prestador del servicio, por lo que el valor de *ke* corresponde al **6,42%** aprobado en la última fijación del ICE según la resolución RE-0063-IE-2025.

Activo fijo neto en operación revaluado (AFNOR): se reconocerá el equipamiento nuevo requerido para aportar a la regulación terciaria o el utilizado para este fin a la fecha de implementación de esta metodología.

Para todos los prestadores de servicios auxiliares deberán separar contablemente los activos para prestar estos servicios auxiliares asignando directamente sus saldos o utilizando asignadores contables (“drives”) debidamente justificados en el marco de la resolución RIE-068-2016.

Es importante mencionar, esta Intendencia identificó que el cálculo del driver presentado por el ICE utilizó la reserva de energía SCADA; por lo que se procedió a recalcular los drivers siguiendo lo establecido por el ICE en el documento “*Metodología de cálculo*” y en el archivo llamado “*Justificaciones_diferencias_Ert_2024_2025_v3f*” se encuentra el procedimiento del recalcu (cociente de Energía de reserva “ $E_{reserva}$ ” correspondiente a la reserva de medición comercial entre la Energía teórica “ $E_{teórica}$ ” y se multiplica por 100).

Para la correcta determinación de los montos de AFNOR correspondientes a la regulación terciaria, esta Intendencia aplicó el driver recalculado sobre los montos de AFNOR total en libros de cada planta, lo que dio un total de **¢806 174,45 millones**.

Cuadro N° 10
Activo fijo neto en operación revaluado (AFNOR) de reserva
(Cifras en millones de colones)

Planta	Driver recalculado IE	AFNOR Total	AFNOR Reserva
ANGOSTURA	37,94%	105 091,88	39 871,33
ARENAL	25,42%	74 447,63	18 925,09
CACHI	44,09%	116 813,62	51 505,84
CARIBLANCO	28,18%	53 671,38	15 123,52
GARABITO	80,73%	110 767,42	89 427,95
GUÁPILES	91,25%	4 717,55	4 304,62
LA GARITA	13,95%	14 853,68	2 072,27
LA JOYA	44,61%	21 715,12	9 686,96
DENGO	17,18%	43 164,69	7 414,42
MOIN	93,33%	25 091,08	23 418,67
OROTINA	72,85%	4 957,69	3 611,84
PEÑAS BLANCAS	39,92%	9 843,21	3 929,47
PH REVENTAZÓN	44,30%	701 720,63	310 827,66
PH TORITO	33,15%	54 122,30	17 943,99
PIRRÍS	36,63%	315 542,70	115 577,32
RIO MACHO	31,69%	64 894,31	20 566,59
SANDILLAL	38,16%	28 756,60	10 974,66
TORO I	45,76%	20 963,08	9 593,72
TORO II	46,33%	33 319,58	15 436,39
TORO III	44,77%	37 887,35	16 963,44
VENTANAS GARITA	26,36%	45 924,70	12 107,12
PT GARABITO	98,73%	2 242,13	2 213,69
PT MOIN	94,30%	4 960,57	4 677,89
Total		1 895 468,90	806 174,45

Fuente: Intendencia de Energía con datos de ICE.

- **Reserva anual de energía MWh (E_{rtp}):**

Es el total de la reserva de energía en MWh para cada planta habilitada para prestar el servicio de regulación terciaria. El total de la reserva de energía es de **9 195 997,30 MWh**.

Cuadro N° 11
Energía anual en MWh por planta

Planta	E_{rtp}
ANGOSTURA	598 230,00
ARENAL	354 069,40
CACHI	602 548,00
CARIBLANCO	207 345,00
DENGO	270 847,80
GARABITO	1 400 330,40
GARITA	48 885,10
GUAPILES	108 947,70
LA JOYA	228 604,80
MOIN ^{1/}	1 191 024,50
OROTINA	60 437,10
PEÑAS BLANCAS	132 887,80
PIRRIS	449 207,10
PTA_GAB	302 712,10
PTA_MOIN	624 991,70
REVENTAZON	1 171 835,00
RIO MACHO	399 781,10
SANDILLAL	106 981,30
TORITO	145 216,80
TORO I	96 216,00
TORO II	267 851,60
TORO III	196 107,30
VENTANAS GARITA	230 939,70
Total	9 195 997,30

1/Se suman los datos de la planta MOIN II y MOIN III.
Fuente: Intendencia de Energía con datos de ICE.

Con base a la información anterior, en estricto apego a la metodología vigente y a lo establecido en la ecuación 3, se procedió a determinar el valor de la tarifa de reserva de regulación terciaria de cada prestador.

Cuadro N° 12
Tarifa de reserva de regulación terciaria (T_{rt}) de cada prestador
(Cifra en colones y MWh)

Planta	COMDp (millones colones)	AFNORp (millones colones)	Ertp	T_{rt}
ANGOSTURA	2 566,45	39 871,33	598 230,00	8 568,60
ARENAL	2 033,48	18 925,09	354 069,40	9 174,41
CACHI	2 996,20	51 505,84	602 548,00	10 459,96
CARIBLANCO	1 080,21	15 123,52	207 345,00	9 892,05
DENGO	985,56	7 414,42	270 847,80	5 396,14
GARABITO	16 852,44	89 427,95	1 400 330,40	16 134,25
GARITA	453,17	2 072,27	48 885,10	11 991,45
GUAPILES	1 105,54	4 304,62	108 947,70	12 683,87
LA JOYA	662,98	9 686,96	228 604,80	5 620,34
MOIN I y II	5 484,32	23 418,67	1 191 024,50	5 866,95
OROTINA	832,81	3 611,84	60 437,10	17 616,18
PEÑAS BLANCAS	1 082,68	3 929,47	132 887,80	10 045,58
PIRRIS	4 007,94	115 577,32	449 207,10	25 439,14
REVENTAZON	7 357,54	310 827,66	1 171 835,00	23 306,33
RIO MACHO	1 816,26	20 566,59	399 781,10	7 845,64
SANDILLAL	1 083,22	10 974,66	106 981,30	16 710,75
TORO I	1 152,24	9 593,72	96 216,00	18 376,46
TORO II	1 331,83	15 436,39	267 851,60	8 671,86
TORO III	572,97	16 963,44	196 107,30	8 474,68
VENTANAS GARITA	1 600,78	12 107,12	230 939,70	10 297,05
PTA_GAB	3 844,08	2 213,69	302 712,10	13 168,25
PTA_MOIN	7 510,69	4 677,89	624 991,70	12 497,75
TORITO	887,23	17 943,99	145 216,80	14 042,07
Total				282 279,76

Fuente: Intendencia de Energía con datos de ICE.

Una vez determinada la tarifa de reserva de regulación terciaria de cada prestador, se realizó la sumatoria de las tarifas de cada prestador dando como resultado **282 279,76 ¢/MWh** de tarifa de reserva de regulación terciaria (T_{rt}).

Cuadro N° 13
Tarifa de reserva de regulación terciaria (T_{rt})

Tarifa de reserva de regulación terciaria (T_{rt})	
RE-0195-JD-2021 - RE-0023-JD-2026	
$T_{rt} = \sum_{p=1}^P \frac{COMD_p + k_e(AFNOR_p)}{E_{rtp}} \quad (Ecuación 3)$	
Donde:	
T_{rt}	= Tarifa de regulación terciaria
$COMD_p$	= Costos de Operación, Mantenimiento y Depreciación
k_e	= Costo de capital propio del Sist/Gen del prestador
$AFNOR_p$	= Activo Fijo Neto en Operación Revaluado
E_{rtp}	= Reserva anual de energía en MWh/ planta
p	= Prestadores de los servicios
$T_{rt} =$ 282 279,76 ¢/MWh	

Fuente: Intendencia de Energía con datos de ICE.

b. Demanda interrumpible

i. Cálculo de la tarifa:

En el caso de la demanda interrumpible, se reconocerá a nivel tarifario el costo ponderado del sistema de generación de la industria, tal y como se detalla en la siguiente ecuación:

$$T_{di} = \frac{\sum_{e=1}^E IT_{ge}}{\sum_{e=1}^E VT_{ge}} \quad (Ecuación 4)$$

Donde:

- T_{di} = Tarifa aplicable al servicio auxiliar de demanda interrumpible.
 IT_{ge} = Sumatoria de los ingresos totales anuales del sistema de generación de cada empresa eléctrica (ingresos ordinarios por ventas de energía en colones).
 VT_{ge} = Sumatoria de las ventas de energía totales anuales en MWh de cada empresa de generación de electricidad.
 ge = Sistema de generación de cada empresa eléctrica.
 e = Empresas distribuidoras de energía eléctrica que cuentan con su propio sistema de generación.

Ingresos totales anuales (IT): son los ingresos totales anuales del sistema de generación de cada empresa (ingresos ordinarios por ventas de energía en colones). Los ingresos totales para el periodo corresponden a **¢408 101,58 millones**.

Ventas de energía totales (VT): son las ventas totales del sistema de generación de cada empresa. Las ventas totales para el periodo son de **12 711 877,12 MWh**.

Cuadro N° 14
Ingresos y ventas totales del sistema de generación
(Cifras en millones de colones)

Empresa	Ingresos totales (colones)	Ventas energía (MWh)
ICE	297 390,70	10 847 373,84
CNFL	36 669,30	432 262,06
JASEC	11 837,77	220 256,47
ESPH	16 637,22	319 287,15
COOPELESCA	27 354,43	568 059,24
COOPEGUANACASTE	15 829,34	287 006,38
COOPESANTOS	2 382,82	37 631,97
Total	408 101,58	12 711 877,12

Fuente: Intendencia de Energía.

Con base a la información anterior, en estricto apego a la metodología vigente y a lo establecido en la ecuación 4, la tarifa de demanda interrumpible (T_{di}) es **32 103,96 ¢/MWh**.

Cuadro N° 15
Tarifa de Demanda Interrumpible (T_{di})

Tarifa de Demanda Interrumpible (T_{di}) RE-0195-JD-2021 - RE-0023-JD-2026					
$T_{di} = \frac{\sum_{e=1}^E IT_{ge}}{\sum_{e=1}^E VT_{ge}} \quad (Ecuación 4)$					
Donde:					
T_{di} =	Ingresos totales anuales del Sist. Ge/empresa				
$Itge$ =	Ingresos totales anuales del Sist. Ge/empresa (millones de colones)	408 101,58			
$Vtge$ =	Ventas totales anuales del Sist. Ge/empresa (MWh)	12 711 877,12			
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 20%;">T_{di} =</td> <td style="width: 40%; text-align: center;">32 103,96</td> <td style="width: 40%; text-align: center;">¢/MWh</td> </tr> </table>			T_{di} =	32 103,96	¢/MWh
T_{di} =	32 103,96	¢/MWh			

Fuente: Intendencia de Energía.

ii. Sobre la entrada en vigencia de la tarifa de demanda interrumpible:

Dado que la Metodología para la determinación de las tarifas de los servicios auxiliares (RE-0195-JD-2021 y sus reformas) establece la necesidad de contar con un procedimiento de liquidación referente a los tres servicios auxiliares remunerados, a saber, regulación secundaria, regulación terciaria y demanda interrumpible, la Intendencia de Energía conforme al apartado 4. LIQUIDACIÓN DE LOS SERVICIOS AUXILIARES de dicha metodología, procedió a solicitarle de manera recurrente, como consta en el expediente OT-305-2020, al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), en su condición de Operador del Sistema y del Mercado (OS/OM), la presentación de la propuesta del procedimiento de liquidación de los tres servicios auxiliares, incluyendo demanda interrumpible. No obstante, pese a las gestiones realizadas, el OS/OM decidió presentar primeramente la propuesta correspondiente a la liquidación de los servicios de regulación secundaria y regulación terciaria.

Al respecto, la Intendencia efectuó una valoración inicial, a fin de identificar las posibilidades de tramitar de forma separada la aprobación del procedimiento de liquidación referente a los servicios auxiliares remunerados de regulación

secundaria y regulación terciaria, del procedimiento de liquidación de demanda interrumpible. Ello, con la finalidad de considerar la necesidad o no de sujetar el trámite de la propuesta de procedimiento presentada por el OS/OM a la presentación de la propuesta de liquidación faltante del tercer servicio auxiliar antes dicho.

Primeramente, se consideró lo valorado en el Reglamento Técnico AR-RT-SASEN, que dispuso sobre dicho servicio auxiliar lo siguiente:

“Artículo 5. Tipos de Servicios Auxiliares

Para efectos de este reglamento el servicio de demanda interrumpible es de carácter voluntario.”

Al ser voluntario y no obligatorio como los otros servicios auxiliares mencionados, se parte de que será prestado según sea del interés de algún agente, y por ende, se entiende que no existe inicialmente una obligación ineludible de parte de algún agente de prestarlo, que permita justificar el procedimiento de liquidación lo suficientemente indispensable, como para detener el trámite de los otros procedimientos presentados que si refieren a servicios auxiliares obligatorios. A ello se suma que, a la fecha, no existen agentes que hayan manifestado interés en prestarlo.

Aunado a lo anterior, la metodología tarifaria RE-0195-JD-2021, modificada parcialmente, entre otras, mediante la resolución RE-0023-JD-2026 del 11 de marzo de 2026, establece en su apartado “4. Liquidación de los servicios auxiliares.” lo siguiente:

“4. LIQUIDACIÓN DE LOS SERVICIOS AUXILIARES

*Las remuneraciones mensuales a los prestadores de los servicios auxiliares relacionados con regulación secundaria, regulación terciaria y demanda interrumpible, se calcularán para cada servicio **de forma separada** de la siguiente manera:*

Remuneración del prestador = IR x % Esa

(Ecuación 13)

$$\%E_{sa} = \frac{E_{sa}}{\sum_{sa=1}^{SA} E_{sa}}$$

(Ecuación 14)

*IR = Ingresos requeridos para remunerar los servicios auxiliares relacionados con regulación secundaria, o regulación terciaria o demanda interrumpible, **para cada servicio de forma separada.***

%Esa = Corresponde al porcentaje que representa la Reserva mensual de energía en MWh prestada por servicio auxiliar en el mes a liquidar.

Esa = Reserva mensual de energía en MWh prestada por servicio auxiliar en el mes a liquidar. Se tomará de la base de datos del OS/OM sobre la información real mensual de la prestación de los servicios auxiliares.

Dado que es posible realizar el cálculo tarifario de los mencionados servicios auxiliares de manera separada, se consideró que igualmente la liquidación podría tener la misma condición, por lo que, la existencia de un procedimiento de liquidación que no contenga aún lo referente al servicio auxiliar de demanda interrumpible, no impide la liquidación de los otros dos servicios auxiliares.

Ambos aspectos descritos permiten que se le brinde la debida relevancia a lo dispuesto en la sentencia N° 2026-20831 del 9 de junio de 2026 de la Sala Constitucional, según la cual la Aresep cuenta con un tiempo limitado para atender lo dispuesto en el Transitorio I de la Ley N° 10086.

En ese sentido, es importante recalcar que, tal como se indicó en el apartado “III. Atención de una sentencia de la Sala Constitucional”, esta Intendencia procedió a realizar el cálculo de las tres tarifas previstas en la metodología tarifaria aplicable, a saber: tarifa de regulación secundaria, tarifa de regulación terciaria y tarifa de demanda interrumpible. Lo anterior se realizó teniendo presente que la liquidación de cada una de estas tarifas puede efectuarse de manera independiente.

Dado lo anterior, la Intendencia estimó que postergar la aprobación del procedimiento de liquidación de regulación secundaria y regulación terciaria hasta contar con el procedimiento correspondiente a la demanda interrumpible, podría afectar innecesariamente la implementación del esquema regulatorio previsto en la metodología tarifaria y retrasaría el establecimiento de las tarifas respectivas, dado que previamente se requiere el procedimiento de liquidación para proceder con el cálculo tarifario. Por ello, en aplicación de los principios de eficiencia, continuidad del servicio público y oportunidad regulatoria, se consideró procedente continuar con el trámite de aprobación del procedimiento de liquidación de regulación secundaria y terciaria, sin perjuicio de la obligación pendiente y sujeta a exigencia de esta Intendencia, que tiene el OS/OM de aportar el procedimiento de liquidación asociado a la demanda interrumpible.

En atención a lo anterior, mediante resolución RE-0240-RG-2026 del 29 de julio de 2026, publicada en el Alcance N°103 a La Gaceta N°146 del 5 de agosto de 2026, el Regulador General aprobó el Procedimiento de Liquidación de los Servicios Auxiliares de Regulación Secundaria y Terciaria; mediante la cual dispuso en su Por Tanto V lo siguiente:

“V. Ordenar al ICE, en su condición de OS/OM, el cumplimiento del apartado 4 Liquidación de los Servicios Auxiliares, de la Metodología tarifaria RE-0195- JD-2021 y sus reformas, aportando en el plazo improrrogable de 10 días hábiles contados a partir de la notificación de la presente resolución, la propuesta de procedimiento de liquidación del servicio auxiliar de demanda interrumpible. (...)”

Además, en atención a los principios de eficiencia y economía procedimental, y con el fin de brindar mayor certeza respecto de las implicaciones de estas tarifas sobre las tarifas de las demás empresas eléctricas y evitar reprocesos asociados a una posterior fijación tarifaria, se procede a fijar la tarifa correspondiente del servicio auxiliar de demanda interrumpible, sin perjuicio de que esta no estará en vigencia hasta tanto se cuente con el procedimiento de liquidación respectivo debidamente publicado.

V. CONCLUSIONES:

1. Esta Intendencia activa de oficio este estudio tarifario ordinario para determinar y fijar las tarifas correspondientes a servicios auxiliares en cumplimiento a la sentencia emitida a la Aresep por la Sala Constitucional de la Corte Suprema de Justicia.
2. La información para el cálculo de las tarifas fue proporcionada por el ICE con corte a diciembre de 2025.
3. El ICE aportó la información el ICE la aportó en forma desagregada mensualmente para cada una de las plantas, razón por la cual esta Intendencia requirió revisar, sistematizar y analizar los datos para obtener la información requerida para cada variable de las ecuaciones, según lo dispuesto en la metodología tarifaria.
4. Para efectos de cálculo de las tarifas, esta Intendencia utilizó la opción de reserva medición comercial, considerando que esta información es la proviene de los sistemas de medición autorizados en cumplimiento de la normativa y reglamentación de la Aresep para efectos de medición de energía y potencia y por ende para efectos tarifarios.

5. Esta Intendencia siguiendo lo establecido por la metodología de cálculo de drivers del ICE, recalculó los porcentajes de asignación utilizando la información de la reserva de energía proveniente de los medidores comerciales para definir la tarifa terciaria con el fin de mantener la consistencia en cuanto a la fuente de información de las reservas de energía.
6. Para la elaboración de la tarifa de reserva de regulación secundaria, se utilizó la información suministrada por el proceso de mercados energéticos de la IE.
7. Las tarifas correspondientes a los servicios auxiliares, al calcularse de manera independiente, también pueden liquidarse de forma separada. Por lo tanto, la inexistencia de un procedimiento de liquidación vigente para la tarifa de demanda interrumpible no impide que las empresas que brindan servicios auxiliares liquiden los montos correspondientes a las tarifas de reserva secundaria y reserva terciaria, las cuales sí cuentan con un procedimiento de liquidación establecido mediante la RE-0240-RG-2026, del 29 de julio de 2026.
8. De la aplicación de las fórmulas contenidas en la resolución RE-0195-JD-2021 y sus reformas, se obtuvieron las siguientes tarifas para los servicios auxiliares:
 - a) Tarifa de reserva de regulación secundaria: **¢ 6 662,38 x MWh**
 - b) Tarifa de reserva de regulación terciaria: **¢ 282 279,76 x MWh**
 - c) Tarifa de demanda interrumpible: **¢ 32 103,96 x MWh**

VI. RECOMENDACIONES:

1. Someter al proceso de audiencia pública las siguientes tarifas relacionadas con la prestación de servicios auxiliares:
 - a) Tarifa de reserva de regulación secundaria: **¢ 6 662,38 x MWh**
 - b) Tarifa de reserva de regulación terciaria: **¢ 282 279,76 x MWh**
 - c) Tarifa de demanda interrumpible: **¢ 32 103,96 x MWh**
2. Disponer que las tarifas por reserva de regulación secundaria y terciaria entrarán a regir a partir del día siguiente a la publicación de la resolución en el diario oficial La Gaceta.
3. Disponer que la tarifa por demanda interrumpible entrará a regir hasta que sea publicado en el diario oficial La Gaceta la aprobación por parte del Regulador General del procedimiento de liquidación respectivo.

VII. ANEXO:

ANEXO # 1 Cálculos de la IE