



Diario Oficial

# LA GACETA

Costa Rica

RICARDO  
SALAS  
ALVAREZ  
(FIRMA)

Firmado  
digitalmente por  
RICARDO SALAS  
ALVAREZ (FIRMA)  
Fecha: 2021.09.01  
17:43:42 -06'00'



Imprenta Nacional  
Costa Rica

## ALCANCE N° 173 A LA GACETA N° 169

Año CXLIII

San José, Costa Rica, jueves 2 de setiembre del 2021

193 páginas

# PODER EJECUTIVO ACUERDOS REGLAMENTOS INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

# **INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS**

## **AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS**

JUNTA DIRECTIVA

**RESOLUCIÓN RE-0195-JD-2021**

**ESCAZÚ, A LAS NUEVE HORAS Y CUARENTA MINUTOS DEL DIECISIETE DE AGOSTO DE DOS MIL VEINTIUNO**

**CONOCE LA JUNTA DIRECTIVA, LA PROPUESTA DE “METODOLOGÍA TARIFARIA PARA LA REMUNERACIÓN DE LOS SERVICIOS AUXILIARES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (SEN)”.**

---

**EXPEDIENTE IRM-006-2020**

### **RESULTANDO:**

- I. Que el 3 de diciembre de 1998, se publicó en el Alcance N° 88 a La Gaceta N° 235 la Ley 7848, mediante la cual, Costa Rica aprobó el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y su Primer Protocolo (MER).
- II. Que el 22 de noviembre de 2011, se publicó en La Gaceta N° 224, la Ley N° 9004 (ratificada mediante el Decreto N° 36955-RE) mediante la cual, se aprobó el Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y su Protocolo. El artículo 12 de la Ley N° 9004 reformó el artículo 32 del Tratado señalado, de modo que, se adicionó como compromiso de los gobiernos suscribientes la armonización gradual de las regulaciones nacionales con la regulación regional, permitiendo la coexistencia normativa del mercado regional y los mercados nacionales para el funcionamiento armonioso del MER.
- III. Que el 22 de mayo del 2013, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos Aresep, dictó la resolución RJD-036-2013, "Reglamento de Armonización Regulatoria entre el Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico de América Central", en la cual se definen los servicios auxiliares. Dicha resolución fue publicada en el Alcance N° 98 a La Gaceta N° 102 del 29 de mayo del 2013.
- IV. Que el 23 de enero de 2014, la Junta Directiva de la Aresep, dictó la resolución RJD-006-2014, "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" (Reglamento de Detalle). Dicha resolución fue publicada en La Gaceta N° 34 del 18 de febrero de 2014.

- V. Que el 5 de diciembre del 2016, el Regulador General, mediante el oficio 1080-RG-2016, inició el proceso para la determinación de los servicios auxiliares: su normativa y metodología tarifaria e invitó a las empresas distribuidoras a los talleres programados para el arranque de este proceso. (Folio 03 expediente PIRM-001-2017).
- VI. Que el 23 de diciembre de 2016, la Contraloría General de la República (CGR), emitió el informe DFOE-AE-IF-15-2016, denominado "Informe la Auditoría Operativa acerca de la eficacia y eficiencia en la asignación de fuentes de energía para la generación eléctrica", mediante el cual, se dispuso: "4.9. *Resolver acerca de la metodología tarifaria que permita cobrar a cada empresa distribuidora los servicios de respaldo energético y regulación de frecuencia. Remitir a la Contraloría General la resolución en la que se apruebe la metodología, a más tardar el 30 de junio de 2017. Ver párrafos 2.26 al 2.28 de este informe.*" (Folios 283 al 287 del expediente IRM-006-2020)
- VII. Que el 18 de enero de 2017, la CGR, le remitió mediante el oficio DFOE-AE-011 a la Aresep, el informe DFOE-AE-IF-15-2016. (Folios 283 al 287 del expediente IRM-006-2020)
- VIII. Que el 1 de febrero de 2017, el Regulador General, mediante el oficio 082-RG-2017, solicitó la asesoría técnica al Centro Nacional de Control de Energía (CENCE) para el desarrollo de la metodología sobre servicios auxiliares. (Folios 288 al 290 del expediente IRM-006-2020)
- IX. Que el 16 de febrero de 2017, la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR), mediante el oficio 050-CDR-2017 y el 20 de marzo de 2017, mediante oficio 91-CDR-2017, integró oficialmente la fuerza de tarea para el desarrollo de la propuesta de instrumento regulatorio relacionado con la reglamento técnico y metodología tarifaria de los servicios auxiliares. (Folios 459 a 460 expediente PIRM-001-2017)
- X. Que el 24 de marzo del 2017, la Intendencia de Energía (IE) de la Aresep, mediante el oficio 0357-IE-2017, le solicitó al Banco Mundial apoyo para la elaboración del reglamento y metodología tarifaria de servicios auxiliares del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), con el objetivo de que consultores contratados mediante colaboración no reembolsable de este Banco de desarrollo, puedan "apoyar y guiar el equipo de trabajo desarrollador de ARESEP en el proceso de análisis, diálogo, y socialización de la propuesta del CENCE; así como en el proceso de la elaboración de la normativa técnica y metodología tarifaria de los servicios auxiliares aplicables al SEN". (Folio 967 del expediente PIRM-001-2017).

- XI.** Que el 4 de octubre de 2018, el CDR, mediante el oficio OF-0466-CDR-2018, le remitió al Regulador General la “Propuesta conceptual de la normativa técnica y metodología tarifaria para la determinación de los servicios auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN)”. (Folios 881 a 922 expediente PIRM-001-2017)
- XII.** Que el 10 de octubre de 2018, el Regulador General, mediante el oficio OF-0921-RG-2018, le remitió al CDR la no objeción a la propuesta conceptual, para que continuara con el diseño del instrumento de regulación según el procedimiento interno DR-PO-03. (Folio 952 expediente PIRM-001-2017)
- XIII.** Que el 10 de junio de 2019, el CDR, mediante el oficio OF-0307-CDR-2019, modificó la conformación de la fuerza de tarea desarrolladora de la propuesta de instrumento regulatorio de metodología tarifaria y normativa técnica de servicios auxiliares del SEN. (Folio 42 expediente IRM-006-2019)
- XIV.** Que el 24 de setiembre de 2019, el Regulador General, mediante el oficio OF-0795-RG-2019, sustituyó al funcionario Luis Daniel Chacón Solórzano por la funcionaria Viviana Lizano Ramírez, ambos de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, como parte de la fuerza de tarea creada para este fin. (Folio 291 del expediente IRM-006-2020)
- XV.** Que el 27 de noviembre de 2019, se llevó a cabo una videoconferencia con la consultora, representantes del Banco Mundial y personeros del Ente Coordinador del Mercado Eléctrico en Chile, para conocer la experiencia de Chile con la tarifación de los servicios auxiliares previo al 1 de enero de 2020 cuando cambió su normativa. Los documentos discutidos constan en el link <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1047565&idVersion=2012-12-31>
- XVI.** Que el 26 de noviembre de 2019, la Junta Directiva de la Aresep, dictó la resolución RE-0140-JD-2019, mediante la cual, aprobó el “Reglamento técnico de los servicios auxiliares en el sistema eléctrico nacional (AR-RT-SASEN)”. Dicha resolución fue publicada en el Alcance Digital N° 279 a La Gaceta N° 283 del 13 de diciembre de 2019.
- XVII.** Que el 31 de enero de 2020 y 4 de febrero de 2020, se realizó una sesión de trabajo con el CENCE para conocer cómo funciona en tiempo real, la gestión y operación de los servicios auxiliares. (Folio 967 expediente PIRM-001-2017)
- XVIII.** Que el 16 de marzo de 2020, el CDR, mediante el oficio OF-0105-CDR-2020, remitió a la IE y a la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU), la propuesta de “Metodología Tarifaria para la remuneración de los Servicios Auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN)”, para que, de conformidad con lo establecido en el Procedimiento para Desarrollar y modificar modelos tarifarios

y reglamentos técnicos DR-PO-03, versión 4.0. sección 7.3, inciso 18, analicen y remitan las observaciones que tengan a la propuesta. Además, se les invitó a la reunión de exposición de la propuesta. (Folios 968 a 1017 expediente PIRM-001-2017).

- XIX.** Que el 19 de marzo de 2020, se realizó la reunión para la presentación de la propuesta a la IE, a la DGAU y al Centro Nacional de Control de la Energía, para lo cual, consignó una minuta con los nombres de los participantes, así como la discusión y observaciones recibidas de parte del Centro Nacional de Control de la Energía. De parte de la Intendencia de Energía y de la Dirección General de Atención al Usuario no se recibieron observaciones. (Folio 1019 expediente PIRM-001-2017)
- XX.** Que el 27 de marzo de 2020, la fuerza de tarea, mediante el oficio OF-0132-CDR-2020, remitió al Director del CDR el Informe de la "Propuesta de Metodología Tarifaria para la remuneración de los Servicios Auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN)" (Folio 42 del expediente IRM-006-2020).
- XXI.** Que el 27 de marzo de 2020, el director del CDR, mediante el oficio OF-0133-CDR-2020, remitió al Regulador General el oficio OF-0132-CDR-2020 que contiene el Informe de la "Propuesta de Metodología Tarifaria para la remuneración de los Servicios Auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN)" con el aval correspondiente. (Folio del 42 al 178 del IRM-006-2020).
- XXII.** Que el 14 de abril de 2020, la Junta Directiva en la sesión ordinaria N° 05-28-2020, conoció la propuesta de metodología tarifaria remitida y aprobó someterla al proceso de audiencia pública. (Folios 2 al 41 del IRM-006-2020).
- XXIII.** Que el 24 de abril de 2020, la Secretaría de Junta Directiva (SJD), mediante el oficio OF-0218-SJD-2020, le solicitó al Departamento de Gestión Documental (DGD) la apertura de un expediente para tramitar la propuesta de metodología que se sometería a audiencia pública. (Folio 001 del IRM-006-2020).
- XXIV.** Que el 24 de abril de 2020, la SJD, mediante oficio OF-0217-SJD-2020, le comunicó al CDR, DGAU y al DGD, el acuerdo N° 05-28-2020 de la sesión ordinaria N° 28-2020, celebrada el 14 de abril de 2020 y ratificada el 21 de abril de 2020, mediante el cual, la Junta Directiva resolvió: "*Someter al procedimiento de audiencia pública previsto en el artículo 36 de la Ley 7593, la Propuesta de Metodología Tarifaria para la remuneración de los Servicios Auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN)*". (Folios 2 al 41 del expediente IRM-006-2020).
- XXV.** Que el 16 de junio de 2020, el CDR, mediante el oficio OF-0353-CDR-2020 solicitó la inclusión en el expediente, el ejemplo de instrumento de cálculo de tarifas

acorde con la propuesta de *“Metodología Tarifaria para la remuneración de los Servicios Auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN)”*. (Folio 181 y 182 del expediente IRM-006-2020).

- XXVI.** Que el 12 de octubre de 2020, se publicó en La Gaceta N° 248 y en los diarios de circulación nacional La Teja y La Extra, la convocatoria a la audiencia pública referente a la propuesta de *“Metodología Tarifaria para la remuneración de los Servicios Auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN)”*. (Folio 191 del expediente IRM-006-2020).
- XXVII.** Que el 15 de octubre de 2020, se llevó a cabo la sesión explicativa cuyo video se subió al sitio web de la Aresep el día siguiente.
- XXVIII.** Que el 5 de noviembre de 2020, se realizó la audiencia pública tal y como fue programada, según consta en el acta de la audiencia pública AC-0498-DGAU-2020. (Folios del 222 al 230 del expediente IRM-006-2020).
- XXIX.** Que el 12 de noviembre de 2020, la DGAU, mediante la resolución RE-0337-DGAU-2020, rechazó por extemporánea la posición presentada por la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cargado. (Folio 219 al 221 del expediente IRM-006-2020)
- XXX.** Que el 12 de noviembre de 2020, la DGAU, mediante el oficio IN-0946-DGAU-2020 emitió el *“Informe de Oposiciones y Coadyuvancias”* presentadas durante la audiencia pública celebrada el 5 de noviembre de 2020, respecto de la propuesta de *“Metodología Tarifaria para la remuneración de los Servicios Auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN)”*. (Folios 231 al 233 del expediente IRM-006-2020).
- XXXI.** Que el 21 de enero de 2021, la fuerza de tarea designada, mediante el oficio OF-0013-CDR-2021, emitió el Informe de análisis de oposiciones y coadyuvancias. (Folios del 331 al 356 del expediente IRM-006-2020).
- XXXII.** Que el 22 de enero de 2021, la fuerza de tarea, mediante el oficio OF-0014-CDR-2021, remitió al Regulador General el Informe posaudiencia de la Propuesta de *“Metodología Tarifaria para la remuneración de los Servicios Auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN)”*, ajustada con las posiciones acogidas. (Folios del 357 al 414 del expediente IRM-006-2020).
- XXXIII.** Que el 25 de enero de 2021, el Regulador General, mediante el oficio OF-054-RG-2021, remitió a la Junta Directiva el Informe análisis de oposiciones y

coadyuvancias (oficio OF-0013-CDR-2021), y el Informe final de la propuesta de “Metodología tarifaria para la remuneración de los servicios auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN)” (oficio OF-0014-CDR- 2021). (Folio 330 del expediente IRM-006-2020).

- XXXIV.** Que el 19 de marzo de 2021, la DGAJR, mediante el oficio OF-0279-DGAJR-2021, emitió criterio con respecto a los cambios de la propuesta metodológica, recomendándole a la Junta Directiva lo siguiente: “1. Someter al conocimiento y valoración de la Junta Directiva la propuesta de la metodología denominada “Metodología Tarifaria para la remuneración de los Servicios Auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN)”, presentada por la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación, mediante el oficio OF-0014-CDR-2021. 2. Valorar que, en caso de mantenerse los cambios de fondo sustanciales introducidos en la propuesta de metodología denominada “Metodología Tarifaria para la remuneración de los Servicios Auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN)”, e identificados en este dictamen, dicha propuesta deberá someterse nuevamente al procedimiento de audiencia pública, de conformidad con lo establecido en los artículos (sic) 9 de la Constitución Política”. (Folios del 415 al 433 del expediente IRM-006-2020).
- XXXV.** Que el 06 de abril de 2021, la Junta Directiva, mediante sesión ordinaria N° 25-2021, conoció la propuesta ajustada de la *“Metodología tarifaria para la remuneración de los servicios auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN)”*, y tomó el acuerdo N° 09-25-2021, en el cual dispuso, entre otras cosas: *“Someter a una nueva audiencia pública la propuesta ajustada de la “Metodología tarifaria para la remuneración de los servicios auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN)”, remitida por la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación mediante el oficio OF-0014-CDR-2021, del 22 de enero de 2021, a raíz de los cambios derivados de las posiciones que fueron acogidas...”*
- XXXVI.** Qu el 09 de abril de 2021, la SJD, mediante el oficio OF-0182-SJD-2021 le comunicó, a CDR, DGAU y DGD, el acuerdo 09-25-2021 a fin de que se realizara la convocatoria de una audiencia pública, para someter la propuesta ajustada de la *“Metodología tarifaria para la remuneración de los servicios auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN)”*. (Folios del 434 al 483 del expediente IRM-006-2020).
- XXXVII.** Que el 9 de abril de 2021, el Regulador General, mediante el oficio OF-0215-RG-2021, dirigido a la Contraloría General de la República (CGR), le informó sobre las gestiones efectuadas y le solicitó le solicitó prórroga para el cumplimiento del informe N° DFOE-AE-IF-15-2016 (disposición 4.9). (Folios del 304 al 322 del expediente IRM-006-2020).

- XXXVIII.** Que el 16 de abril de 2021, se publicó en La Gaceta N° 73 y en los diarios de circulación nacional La Teja y La Extra, la convocatoria a la audiencia pública bajo la modalidad virtual referente a la propuesta ajustada de *“Metodología Tarifaria para la remuneración de los Servicios Auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN)”*. (Folios del 501 al 502 del expediente IRM-006-2020).
- XXXIX.** Que el 19 de abril de 2021, la DGAU, mediante el oficio IN-292-DGAU-2021, emitió el informe de instrucción de audiencia pública, referente a la propuesta ajustada de *“Metodología Tarifaria para la remuneración de los Servicios Auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN)”*. (Folios del 504 al 505 del expediente IRM-006-2020).
- XL.** Que el 21 de abril de 2021, se llevó a cabo la sesión explicativa, según la convocatoria publicada, y cuyo video consta en el sitio web de la Aresep.
- XLI.** Que el 11 de mayo de 2021, se realizó la audiencia pública según consta en el acta de la audiencia pública AC-0262-DGAU-2021. (Folios del 529 al 545 del expediente IRM-006-2020).
- XLII.** Que el 11 de mayo de 2021, la CGR, mediante el oficio N° DFOE-SEM-0049 (06699), en atención a la prórroga planteada mediante el oficio OF-0215-RG-2021, solicitó información adicional para realizar la valoración. (Folios del 553 al 554 del expediente IRM-006-2020).
- XLIII.** Que el 18 de mayo de 2021, la DGAU, mediante el oficio IN-0392-DGAU-2021, emitió el *“Informe de Oposiciones y Coadyuvancias”* presentadas durante la audiencia pública celebrada el 11 de mayo de 2021, respecto de la propuesta ajustada de *“Metodología Tarifaria para la remuneración de los Servicios Auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN)”*. (Folios del 525 al 528 del expediente IRM-006-2020).
- XLIV.** Que el 18 de mayo de 2021, el Regulador General, mediante el oficio OF-0313-RG-2021, dio respuesta al oficio N° DFOE-SEM-0049 (06699), aportando información adicional sobre la solicitud de prórroga para el cumplimiento del informe N° DFOE-AE-IF-15-2016 (disposición 4.9). (Folios del 546 al 552, 555 al 584 del expediente IRM-006-2020).
- XLV.** Que el 3 de junio de 2021, la CGR, mediante el oficio N° DFOE-SEM-0179 (08140), dispuso: *“(…) esta Área de Seguimiento de Disposiciones resuelve conceder la prórroga solicitada, de manera que la nueva fecha de vencimiento para el cumplimiento de la disposición es el 29 de octubre de 2021”*. (Folios del 01357 al 01358 del expediente PIRM-001-2017).

- XLVI.** Que el 16 de julio de 2021, la fuerza de tarea designada, mediante el informe IN-0014-CDR-2021, remitió al Director del CDR, el Informe de análisis de oposiciones y coadyuvancias. (Folios del 599 al 688 del expediente IRM-006-2020).
- XLVII.** Que el 16 de julio de 2021, la fuerza de tarea designada, mediante el informe IN-0016-CDR-2021, remitió al Director del CDR, el Informe posaudiencia de la Propuesta de *“Metodología Tarifaria para la remuneración de los Servicios Auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN)”*, ajustada con las posiciones acogidas. (Folios del 689 al 745 del expediente IRM-006-2020).
- XLVIII.** Que el 16 de julio de 2021, el Director del CDR, mediante el oficio OF-0180-CDR-2021, remitió al Regulador General el Informe de análisis de oposiciones y coadyuvancias y el informe posaudiencia de la Propuesta de *“Metodología Tarifaria para la remuneración de los Servicios Auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN)”*, ajustada con las posiciones acogidas. (Folios del 746 al 747 del expediente IRM-006-2020).
- XLIX.** Que el 19 de julio de 2021, el Regulador General, mediante el oficio OF-0466-RG-2021, remitió a la Junta Directiva el Informe análisis de oposiciones y coadyuvancias (Informe IN-014-CDR-2021), y el Informe final de la propuesta de *“Metodología tarifaria para la remuneración de los servicios auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN)”* (IN-016-CDR- 2021). (Folio 597 del expediente IRM-006-2020).
- L.** Que el 11 de agosto de 2021, la DGAJR, mediante el oficio OF-0822-DGAJR-2021, emitió criterio con respecto a los cambios de la propuesta metodológica, recomendándole a la Junta Directiva lo siguiente: *“Someter al conocimiento y valoración de la Junta Directiva de la Aresep, la propuesta de la metodología denominada “Metodología Tarifaria para la remuneración de los Servicios Auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN)”, presentada por la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación, mediante el oficio OF-0180-CDR-2021.* (Folios del 748 al 759 del expediente IRM-006-2020).
- LI.** Que se han realizado las diligencias útiles y necesarias para el dictado de la presente resolución.

### **CONSIDERANDO:**

- I.** Que la Ley de Aresep, en su artículo 5 dispone que la Aresep, es el ente competente para fijar los precios y tarifas de los servicios públicos, de conformidad con las metodologías que ella misma determine y debe velar por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación

óptima de tales servicios públicos, dentro de los cuales se encuentra el suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización.

- II. Que de acuerdo con el artículo 45 de la Ley de Aresep y 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), corresponde a la Junta Directiva dictar las metodologías tarifarias que se aplican en los diversos sectores regulados bajo su competencia; cumpliendo el procedimiento de audiencia pública establecido en el artículo 36 de la Ley de Aresep.
- III. Que del informe IN-0016-CDR-2021, que contiene la propuesta del análisis técnico y legal que sirve de fundamento a la metodología tarifaria, conviene extraer lo siguiente en cuanto al resumen ejecutivo, marco legal y justificación de la metodología tarifaria propuesta:

“(…)

#### I. RESUMEN EJECUTIVO

*La propuesta de metodología tarifaria que se expone en este documento establece la forma en que se calcularán las tarifas para los servicios auxiliares que se definieron en la reglamentación técnica aprobada por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep), mediante la resolución RE-0140-JD-2019, de las diez horas y cinco minutos del veintiséis de noviembre de dos mil diecinueve, llamada “Reglamento técnico de los servicios auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (AR-RT-SASEN)”, publicado el 13 de diciembre de 2019, en el Alcance Digital N° 279 a La Gaceta N° 283.*

*En esta misma línea, con el instrumento metodológico propuesto se atiende lo dispuesto por la Contraloría General de la República (CGR) a la Aresep, en el informe DFOE-AE-IF-15-2016, disposición 4.9.*

*De igual forma se precisan los servicios auxiliares que deberán ser remunerados y cuáles no serán remunerados, mismos que son indispensables para garantizar la operación confiable, segura, de calidad y continua del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).*

*La propuesta metodológica en cuestión, fue desarrollada por la fuerza de tarea creada para estos efectos, mediante los oficios 50-CDR-2017, 91-CDR-2017 y OF-0307-CDR-2019 y OF-0676-CDR-2020 y avalada por el Regulador General mediante el oficio OF-0302-RG-2021, de forma que se atendiera lo dispuesto en 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", aprobado mediante la resolución RJD-006-2014 publicada en La Gaceta N° 34 del 18 de*

*febrero de 2014, el cual establece en el artículo 142 que se debe preparar una propuesta de metodología de cálculo y asignación de los servicios auxiliares.*

*(...)*

#### **IV. MARCO LEGAL**

*El establecimiento de la metodología de fijación de tarifas propuesta en este documento tiene sustento legal en la normativa vigente aplicable a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y relativa al servicio eléctrico, que se citan a continuación.*

- 1. Sobre la competencia de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, para establecer metodologías tarifarias.*

*La Aresep es una institución autónoma con personalidad jurídica y patrimonio propio, que ejerce la regulación de los servicios públicos establecidos en la Ley N° 7593, o bien, de aquellos servicios a los cuales el legislador defina como tal (artículos 188 y 189 de la Constitución Política y artículo 1° de la Ley N° 7593).*

*En igual sentido, el numeral 3.a) de la Ley N° 7593, define el servicio público, como aquel, que por su importancia para el desarrollo sostenible del país sea así calificado por la Asamblea Legislativa, con el fin de sujetarlo a las regulaciones de dicha ley.*

*El artículo 4 de esa misma Ley, dispone como objetivos fundamentales de la Aresep, entre otros: "c) Asegurar que los servicios públicos se brinden de conformidad con lo establecido en el inciso b) del artículo 3 de esta ley; d) Formular y velar porque se cumplan los requisitos de calidad (...) y (...) "f) Ejercer, conforme lo dispuesto en esta ley, la regulación de los servicios públicos."*

*Lo anterior, es acorde con lo establecido en el Reglamento Sectorial de Servicios Eléctricos, Decreto Ejecutivo N° 29847-MP-MINAE-MEIC, norma que define y describe las condiciones principales en que debe suministrarse el servicio eléctrico, siendo que establece en su artículo 3, entre otras, la calidad de la energía y en sus artículos 16 y 19, que los factores técnicos bajo los cuales se regulará y evaluará la prestación del servicio a los abonados y usuarios, serán: a. La calidad del voltaje y frecuencia de la energía servida; b. La continuidad y confiabilidad en el suministro de la energía y c. La calidad y oportunidad de la prestación del servicio.*

*La Ley N° 7593, le otorgó a la Aresep, facultades suficientes para ejercer la regulación de los servicios públicos que se brindan en el país, incluidos los de suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización, según dispone el numeral 5. a) de la Ley N° 7593.*

*Los servicios auxiliares son parte intrínseca del servicio de electricidad, proveídos en la mayoría de los casos, por los mismos elementos contemplados en los servicios públicos de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, para garantizar el cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y desempeño.*

*Ello, en relación con el artículo 6.d) de la Ley N° 7593, que establece como obligación de la Aresep "(...) fijar las tarifas y los precios de conformidad con los estudios técnicos", asociado a lo dispuesto en los numerales 3.b); 6.a) y f); 20; 31 al 37 del mismo cuerpo legal, mediante los cuales se fijan los parámetros, criterios y elementos centrales para la fijación de tarifas conforme al principio de servicio al costo, obligación reiterada en el artículo 4.a).2) del Reglamento a la Ley N° 7593, Decreto N° 29732-M.*

*Ahora bien, el artículo 9 de la Ley N° 7593, dispone que la Aresep continuará ejerciendo la competencia que la Ley N° 7200 y sus reformas, le otorgan al Servicio Nacional de Electricidad. Asimismo, dispone que ningún prestador de un servicio público de los descritos en el artículo 5 de esta Ley, podrá prestar el servicio, si no cuenta con una tarifa o un precio previamente fijado por la Aresep.*

*En esa línea, le corresponde a la Aresep, velar por el cumplimiento de las normas de calidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima de los servicios públicos que regula; competencia respecto de la cual, el artículo 5 Ley N° 7593, remite al artículo 25 ibídem, el cual establece que la Aresep emitirá y publicará los reglamentos técnicos, que especifiquen las condiciones de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima, con que deberán suministrarse los servicios públicos, conforme con los estándares específicos existentes en el país o en el extranjero, para cada caso.*

*Normas, que a su vez, deben concordarse con los artículos 32, 34, 41 y 42 del Decreto Ejecutivo 29847-MP-MINAE-MEIC, los cuales disponen en lo de interés:*

*"Artículo 32.-Seguimiento técnico y tarifario respecto de las condiciones de la prestación del servicio.*

*La Autoridad Reguladora dará seguimiento a los diferentes servicios regulados de la industria eléctrica que permita establecer el cumplimiento de las condiciones de prestación del servicio, para ello empleará:*

- a. La información que se solicita a las empresas reguladas, según el artículo 24 de la Ley N° 7593.*
- b. Cumplimiento de la normativa vigente.*
- c. Las disposiciones tarifarias que se suministran en las resoluciones emitidas por el Organismo Regulador.*
- d. Los indicadores de servicio al abonado que elabora la misma empresa y aquellos que el Organismo Regulador establezca como de cumplimiento obligatorio.*

- e. *Cualquier otra información que a criterio de la Autoridad Reguladora sea necesaria para cumplir con sus funciones."*

*"Artículo 34.-Emisión de normas técnicas y económicas.*

*La Autoridad Reguladora, de conformidad con lo estipulado en la Ley N° 7593 y previa consulta y coordinación con las empresas eléctricas, emitirá las normas bajo las cuales se regulará y evaluará el servicio y que comprende los factores de regulación y evaluación consignados en el artículo 16, de tal manera que se logre el necesario equilibrio entre la oportunidad y posibilidad de las inversiones requeridas por cada empresa eléctrica y la garantía del mejoramiento continuo de los factores de regulación y evaluación." (Resaltado es nuestro).*

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

*Como parte de las responsabilidades y potestades que le asigna la Ley N° 7593 a la Autoridad Reguladora, ésta será responsable de:*

- a. *Promulgar las normas técnicas y económicas para la debida prestación del servicio.*
- b. *Evaluar, regular y fiscalizar la aplicación y el cumplimiento de las normas de este reglamento y de las normas correspondientes.*
- c. *Aplicar las sanciones estipuladas en la Ley N° 7593 y su Reglamento."*

*"Artículo 42.-Sanciones. Las sanciones a aplicar por el incumplimiento de las normas de este reglamento o de las normas técnicas y económicas emitidas por la Autoridad Reguladora, se harán de conformidad con lo que dispone la Ley N° 7593 y leyes conexas."*

*Por su parte, el artículo 29 de la Ley N° 7593, dispone que: "la Autoridad Reguladora formulará y promulgará las definiciones, los requisitos y las condiciones a las que se someterán los trámites de tarifas y precios de los servicios públicos."*

*El procedimiento para fijar tarifas está regulado en el artículo 30 de la Ley N° 7593 y a su vez, el artículo 31 de la citada ley, establece que para fijar tarifas se deben tomar en cuenta las estructuras productivas modelo o la situación particular de cada empresa. Además, dicha norma dispone que la Aresep 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 Aresep considere pertinente.*

*Así, en el procedimiento tarifario, cada petición sobre tarifas y precios deberá estar debidamente justificada, según lo dispone el artículo 33 de la Ley N° 7593 y regirán las tarifas y precios, que fije la Aresep, a partir del momento de su publicación en el Diario*

*Oficial La Gaceta o a partir del momento en que lo indique la resolución correspondiente, artículo 34 ibídem.*

*En esa línea, el artículo 15 del Reglamento a la Ley N° 7593, Decreto N° 29732-MP, dispone que para fijar las tarifas, se utilizarán modelos, los cuales deben ser aprobados por la Aresep, de acuerdo con la ley.*

*El numeral 36 de la Ley N° 7593, dispone por su parte, el procedimiento de audiencia pública, que deberá seguirse en la formulación o revisión de los modelos de fijación de precios y tarifas, así como, la formalización y revisión de las normas técnicas, en la que podrán participar las personas que tengan interés legítimo para manifestarse. Dicho numeral se encuentra reglamentado en los artículos 44 al 56 del Decreto No. 29732-MP, en relación con el numeral 9 de la Constitución Política, de modo que manifiestan el ejercicio del derecho constitucional de participación ciudadana, el cual ha sido plasmado por la jurisprudencia de la Sala Constitucional, entre otras, en la sentencia N° 7213-2012, al establecer la obligación de la Aresep, de garantizar la participación ciudadana en la formulación de metodologías tarifarias (en igual sentido, ver las sentencias N° 016649-2009 y N° 17093-2008).*

*Asimismo, a partir del artículo 31 de la Ley N° 7593, concordado con el numeral 6 inciso 16) del Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora y su órgano desconcentrado, (RIOF), se desprende que la Junta Directiva de la Aresep, tiene la competencia para aprobar las metodologías tarifarias que se aplicarán en los diversos sectores regulados bajo competencia de la Aresep.*

*Asimismo, el numeral 9.11 del RIOF, establece como función del Regulador General, designar equipos para la elaboración de propuestas de políticas y la ejecución de proyectos para el diseño de metodología de fijación de tarifas.*

*Por su parte, el artículo 21.3 del RIOF, establece que le compete al CDR, la "(...) revisión de la validez y competitividad de los modelos que están siendo aplicados por Aresep para regular los servicios públicos".*

*De esas normas, se puede extraer, que la Aresep, tiene la competencia exclusiva y excluyente, para la fijación de las tarifas de los servicios públicos regulados según la Ley N° 7593, competencia que es irrenunciable, intransmisible e imprescriptible, según lo establecido en el numeral 66 de la Ley General de la Administración Pública (LGAP).*

*En ese sentido, definir y establecer las metodologías o modelos tarifarios mediante los cuales se determinarán las tarifas de los servicios públicos sometidos a su regulación y las normas técnicas que garanticen la correcta prestación de los servicios públicos, forma parte esencial de las competencias conferidas a la Aresep.*

*La Sala Primera de la Corte Suprema de Justicia, en la sentencia N° 001687-F-S1- 2012, ha señalado con respecto a las potestades de la Aresep, para establecer las metodologías tarifarias, que "la Autoridad Reguladora se constituye en la autoridad pública que, mediante sus actuaciones, permite la concreción de esos postulados (...). Sus potestades excluyentes y exclusivas le permiten establecer los parámetros económicos que regularan el contrato, equilibrando el interés del operador y de los usuarios".*

*En esa línea de análisis, la Procuraduría General de la República (PGR), en reiterados pronunciamientos ha afirmado que la definición de metodologías o modelos tarifarios se encuentra comprendida dentro de la competencia exclusiva y excluyente de la Aresep de fijar tarifas, tales como, los dictámenes C-165-2014 del 27 de mayo de 2014 y C-416-2014 del 24 de noviembre de 2014. Así, se cita en el dictamen C-416-2014: "c) La definición de metodologías o modelos tarifarios se encuentra comprendida dentro de la competencia exclusiva y excluyente de la ARESEP de fijar tarifas, sin que se encuentre obligada a coordinar con otras entidades u órganos". Esa misma posición, ha sido reiterada por la PGR en el dictamen C-023-2017 del 1° de febrero de 2017.*

*Aunado a lo anterior, se debe indicar que, el establecimiento de metodologías y criterios tarifarios por parte de la Aresep, se enmarca claramente dentro de la discrecionalidad técnica que se le ha reconocido a este ente, siempre y cuando se respete el principio del servicio al costo. Lo anterior, es acorde con los artículos 15, 16 y 160 de la LGAP).*

*Al respecto, la Sala Primera, ha reconocido esa discrecionalidad de la Aresep, en el establecimiento de metodologías, al indicar: "No existe duda de que la ARESEP puede determinar los modelos de evaluación de solicitudes tarifarias, con base en 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 (parámetros del principio del servicio al costo). Para ello la Ley N° 7593 le otorga un marco de acción bastante amplio (cardinales 6 inciso d) y 29 al 37). No obstante, debe recordarse que la discrecionalidad lo es para elegir en una primera etapa entre uno o varios métodos técnicos que serán los que se aplicarán en un segundo momento después de su formalización (en el procedimiento en sí)."*

*Así las cosas, en aplicación del principio de legalidad (artículos 11 de la LGAP y 11 de la Constitución Política), las tarifas deben establecerse a tono con los mecanismos debidamente establecidos para tal efecto, mediante el procedimiento que contiene la Ley N° 7593 y su reglamento (audiencia pública).*

## *2. Sobre la regulación del servicio de suministro de energía eléctrica en Costa Rica*

*Tratándose del sector eléctrico en Costa Rica, la definición de políticas y planes nacionales referentes a este sector, que orientan las acciones de los agentes, corresponde a la Secretaría de Planificación Subsectorial de Energía (SEPSE), perteneciente al Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE), ente que elabora el Plan Nacional de Energía -PNE- (actualmente, rige el VII Plan Nacional de Energía 2015-2030), y el Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica, con el Plan Nacional de Desarrollo (PND), a los cuales está sujeta la Aresep, según dispone el artículo 1º párrafo segundo, de la Ley N° 7593.*

*La labor de regulación del servicio de suministro de energía eléctrica en todas sus etapas está a cargo de la Aresep, según se indica, en el artículo 5.a) la Ley N° 7593. En este sentido, la prestación de dicho servicio público, como cualquier otro, amerita por parte de la Aresep, la fijación de tarifas, ello, de conformidad con la normativa aplicable y las metodologías que se establezcan al efecto.*

*En cuanto al servicio de suministro de energía eléctrica, la Aresep debe realizar su labor también con vista en el "Reglamento Sectorial de Servicios Eléctricos", Decreto 29847-MP-MINAE-MEI C, que dispone lo siguiente:*

*"Artículo 1º. Campo de aplicación. Este Reglamento define y describe las condiciones principales en que debe suministrarse el servicio eléctrico, en condiciones normales de explotación.*

*La aplicación de dicho Reglamento, es obligatoria para las empresas eléctricas que se encuentren establecidas en el país o que llegaren a establecerse bajo un régimen de concesión, de conformidad con las leyes correspondientes.*

*Además, las condiciones estipuladas reglamentariamente, pueden ser ampliadas y detalladas parcial o totalmente por los términos del contrato de prestación del servicio suscrito entre el abonado y la empresa eléctrica, o entre empresas eléctricas, previa autorización de la Autoridad Reguladora, siempre y cuando no se afecten las condiciones del servicio a terceros.*

*"Artículo 2º. Objeto. El presente Reglamento define y dispone las condiciones generales bajo las cuales se ejercerá la regulación del servicio eléctrico que brindan las empresas a los abonados y usuarios, en las áreas técnicas y económicas."*

*En igual sentido, resulta aplicable el "Reglamento de Concesiones para el Servicio Público de Suministro de Energía Eléctrica" (Decreto 30065-MINAE), que establece:*

*"Artículo 2º- Este Reglamento tiene como objeto establecer los requisitos y regulaciones de las concesiones en materia de prestación del servicio público de*

*suministro de energía eléctrica, en concordancia con los Artículos 5 inciso a) y 9 de la Ley N° 7593 (...).*

*"Artículo 3°- El MINAE, tramitará todo lo relacionado con el otorgamiento y cancelación de las concesiones de servicio público de suministro de energía eléctrica en sus etapas de generación y distribución y comercialización de energía eléctrica, excepto aquellas solicitudes amparadas a la Ley N° 7200 y sus reformas, las cuales serán tramitadas por la ARESEP, según lo dispuesto en el artículo 9 de la Ley N° 7593."*

*Ahora bien, el sistema de suministro eléctrico comprende el conjunto de medios y elementos útiles para la generación, la transmisión, la distribución y la comercialización de la energía eléctrica.*

*Dependiendo de la etapa en la que se encuentre el servicio de suministro de energía eléctrica, así será la intervención de los diversos participantes del sector y conforme a ello, la Aresep fijará las tarifas respectivas.*

*En este sentido, resulta importante mencionar, que la Procuraduría General de la República (PGR), en el dictamen C-293-2006, reiteró la competencia de la Aresep, para la fijación de tarifas sobre el servicio público de suministro de energía eléctrica en todas sus etapas. Cita en lo de interés:*

*"(...) El suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización es un servicio público. En razón de esa naturaleza, el inciso a) del artículo 5 de la Ley N° 7593 le otorga competencia a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos para fijar los precios y tarifas del suministro de energía eléctrica en esas etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización. Como puede observarse, la ley le otorga a la ARESEP la competencia para la fijación de tarifas sobre el servicio público de suministro de energía eléctrica en todas sus etapas, o sea desde su generación hasta su comercialización (...)"*

*En esta línea, se debe indicar que actualmente, la generación distribuida, está delimitada por lo establecido en el dictamen de la PGR C-165-2015 y el Decreto Ejecutivo N° 39220-MINAE, "Reglamento Generación Distribuida para Autoconsumo con Fuentes Renovables Modelo de Contratación Medición neta sencilla"; mientras que la generación privada, está delimitada por lo establecido en las leyes 7200 "Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela" y 7508 "Reformas a la Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela".*

### *3. Sobre el sustento legal para la regulación de los servicios auxiliares.*

*En la ley N° 9004, mediante la cual, Costa Rica aprobó el Segundo protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional (aprobado mediante Ley N° 7848), se delimitan las competencias dentro de ese mercado, que tienen el Poder Ejecutivo, el ICE y la Aresep. 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."*

*Por su parte, el artículo 12 de la Ley N° 9004, reformó el artículo 32 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y su Protocolo, aprobado mediante ley 7848, adicionando como compromiso de los gobiernos suscribientes, lo siguiente:*

*"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".*

*A su vez, el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), resolución N° CRIE-09-2005, del 15 de diciembre de 2005, en su Libro I, definiciones, establece:*

*"Servicio Auxiliar Regional*

*Servicios requeridos para la operación confiable, segura, económica y con calidad del SER. Los servicios auxiliares regionales son: reserva de potencia activa para*

*regulación primaria y secundaria de la frecuencia, suministro de potencia reactiva, desconexión automática de carga y arranque en negro."*

*Asimismo, el RMER, en su libro I, punto 1.4.4.2 Predespacho, dispone:*

*"(...) Los requisitos para la prestación de servicios auxiliares a nivel regional se determinan con base en los criterios de seguridad, calidad y desempeño establecidos para la operación del MER."*

*En esa misma línea, los artículos 1.4.4.3 y 1.5.4 del RMER, establecen en lo de interés:*

*"(...)*

*1.4.4.3 Supervisión de la Operación en Tiempo Real*

*Durante la Operación en Tiempo Real, el EOR, en coordinación con los OS/OMS, toma todas las acciones de supervisión necesarias para desarrollar las siguientes tareas: (...)*

*c) Coordinar y supervisar el suministro de servicios auxiliares; (...)*

*1.5.4 Los Operadores de Sistema y de Mercado OS/OM*

*Los OS/OMS coordinaran (sic) la operación de los sistemas eléctricos y la gestión comercial entre sus agentes con el EOR, por lo que están obligados a:*

*(...)*

*c) Coordinar con el EOR el planeamiento y la operación técnica de la RTR, según el siguiente detalle:*

*(...)*

*vii. Coordinar los servicios auxiliares que son suministrados por los agentes;*

*(...)*

*'f) Mantener los criterios de calidad, seguridad y desempeño definidos en la Regulación Regional y proveer los servicios auxiliares que le han sido asignados;*

*(...)"*

*En este mismo orden de ideas, el Decreto Ley N° 449 del 8 de abril de 1949, del Instituto Costarricense de Electricidad, establece:*

*"Artículo 1°.- Créase el Instituto Costarricense de Electricidad, en adelante llamado el Instituto, al cual se encomienda el desarrollo racional de las fuentes productoras de energía, física que la Nación posee, en especial los recursos hidráulicos. La responsabilidad fundamental del Instituto ante los costarricenses, será encauzar el aprovechamiento de la energía hidroeléctrica con el fin de fortalecer la economía nacional y promover el mayor bienestar del pueblo de Costa Rica.*

*"Artículo 2°.- Las finalidades del Instituto, hacia la consecución de las cuales se dirigirán todos sus esfuerzos y programas de trabajo, serán las siguientes:*

*a. Dar solución pronta y eficaz a la escasez de fuerza eléctrica en la Nación, cuando ella exista y procurar que haya en todo momento energía disponible para satisfacer la demanda normal y para impulsar el desarrollo de nuevas industrias, el uso de la electricidad en las regiones rurales y su mayor consumo doméstico. Las principales gestiones del Instituto se encaminarán a llenar este objetivo usando para ello todos los medios técnicos legales y financieros necesarios y programa básico de trabajo será de construcción de nuevas plantas de energía hidroeléctrica y de redes de distribución de la misma. Esta tarea será llevada a cabo dentro de los límites de las inversiones económicamente justificables.*

*b. Unificar los esfuerzos separados que actualmente se hacen para satisfacer la necesidad de energía eléctrica mediante procedimientos técnicos que aseguren el mejor rendimiento de los aprovechamientos de energía y sus sistemas de distribución.*

*(...)*

*d. Procurar la utilización racional de los recursos naturales y terminar con la explotación destructiva y desperdiciada de los mismos. En especial tratará de promover el uso doméstico de la electricidad para calefacción en sustitución de los combustibles obtenidos de los bosques nacionales y de combustibles importados, e impulsará el uso de la madera como materia prima industrial.*

*e. Conservar y defender los recursos hidráulicos del país, protegiendo las cuencas, las fuentes y los cauces de los ríos y corrientes de agua, tarea en que deberán ayudar el Servicio Nacional de Electricidad y los Ministerios de Agricultura y Obras Públicas, por medio de un programa de cooperación mutua.*

*(...)*

*g. Hacer de sus procedimientos técnicos, administrativos y financieros, modelos de eficiencia que no sólo garanticen el buen funcionamiento del Instituto, sino que puedan servir de norma a otras actividades costarricenses." (el destacado no es del original).*

*Por su parte, el Libro III del RMER, establece sobre los servicios auxiliares en los puntos 7.1.1, 7.1.3, 7.2.1.4 y 7.2.2.5, lo siguiente:*

*"(...) 7.1.1 En este capítulo se definen los procedimientos para establecer los requerimientos de los servicios auxiliares regionales necesarios para la operación del SER dentro de los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad. Los servicios auxiliares que se prestan a nivel regional, deberán ser suministrados por los Agentes como requerimientos mínimos de obligatorio cumplimiento y no serán objeto de transacciones ni de remuneración.*

*(...)*

7.1.3 Se definen los siguientes servicios auxiliares que deberán ser suministrados por los Agentes según los requerimientos que establezca el EOR, coordinado con cada uno de los OS/OM en sus respectivas áreas de control:

- a) Reserva de potencia activa para regulación primaria y secundaria de la frecuencia;
- b) Suministro de potencia reactiva;
- c) Desconexión automática de carga por baja frecuencia y bajo voltaje; y
- d) Arranque en negro.

(...)

7.2.1.4 Los OS/OM serán responsables de hacer el seguimiento permanente a la prestación del servicio de regulación primaria de frecuencia.

(...)

7.2.2.5 Los OS/OM serán responsables de hacer el seguimiento permanente a la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia por parte de los Agentes."

Aunado a lo anterior, mediante la resolución de la Aresep RJD-036-2013 del 22 de mayo del 2013, publicada en el Alcance N° 98 a La Gaceta N° 102 de fecha 29 de mayo del 2013, se aprobó el "Reglamento de Armonización Regulatoria entre el Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico de América Central", indica lo siguiente:

"Servicios Auxiliares: Servicios requeridos para la operación confiable, segura, económica y con calidad del SER y del SEN. Los servicios auxiliares regionales son: reserva de potencia activa para regulación primaria y secundaria de la frecuencia, suministro de potencia reactiva, desconexión automática de carga y arranque en negro."

"Predespacho Nacional: Programación horaria de los recursos de generación de energía en cada nodo del Sistema Eléctrico Nacional para el día siguiente, para abastecer el pronóstico de demanda nacional de cada nodo del Sistema Eléctrico Nacional con criterio de minimización de los costos variables de generación, considerando los servicios auxiliares mínimos para la operación segura del sistema" (...)

ARTÍCULO 12. Funciones de OS/OM.

(...)

Garantizar y coordinar la disponibilidad de los servicios auxiliares proporcionados por los Agentes del MEN (...)"

Adicionalmente, 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" (Reglamento de Detalle) aprobado mediante

la resolución de la Aresep RJD-006-2014, publicada en La Gaceta N° 34 del 18 de febrero de 2014, dispone en sus artículos 120 y 122 lo siguiente:

*"Artículo 120.-Operación el sistema nacional interconectado. El OS/OM, en coordinación con los Agentes del MER o del MEN, será el responsable de operar el sistema nacional interconectado, garantizando el cumplimiento de los criterios técnicos establecidos en las normativas técnicas nacionales y en concordancia con los CCSD regionales, establecidos en el capítulo 5.3 y 16 del Libro III del RMER.*

*Independientemente de la categorización de los CCSD, los mismos deben cumplirse simultáneamente para asegurar que la operación del SER sea la adecuada. "*

*"Artículo 122.-Prestación de los servicios auxiliares regionales. La prestación de los servicios auxiliares regionales de reserva para regulación primaria y secundaria de frecuencia, por parte de los Agentes del MER y los Agentes del MEN en coordinación con el OS/OM, deberán ser de carácter obligatorio y estar regidos y evaluados por los criterios de desempeño regionales establecidos en el capítulo 7 y 16.2.7 del Libro III del RMER. Este servicio podrá ser prestado de forma directa o indirecta por los Agentes del MER o MEN."*

Con respecto a la metodología de cálculo, procedimiento de asignación y las tarifas de los servicios auxiliares, los cánones 142 y 143 del Reglamento de Detalle, citan:

*"Artículo 124.-Consideraciones sobre el Sistema de Generación. El OS/OM deberá asegurar que el sistema de generación mantenga la reserva de regulación primaria y secundaria de frecuencia, para cumplir con su obligación de balancear continuamente la generación con la demanda y con los programas de inyección y retiro del MER. Asimismo, se deberá asegurar que el sistema de generación aporte la reserva apropiada para contribuir en la regulación de frecuencia del SER."*

*"Artículo 142.-Metodología de cálculo y procedimiento de asignación de los servicios auxiliares. El OS/OM deberá de presentar una propuesta a la ARESEP, seis meses después de publicada esta resolución, de la metodología de cálculo de los requerimientos de servicios auxiliares y el procedimiento para su asignación a cada uno de los Agentes del MEN. Este procedimiento debe detallar el aporte por Agente del MEN para cada tipo de servicio auxiliar, y la reasignación en el caso de que alguno no puede suministrarlo.*

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

*Asimismo, el Reglamento de Detalle citado, señala en su canon 144, lo siguiente:*

*"Artículo 144.-Liquidación de servicios auxiliares prestados por terceros. El OS/OM deberá de liquidar las reasignaciones de los servicios auxiliares en el caso que algún Agente no pueda brindarlos y estos sean suministrados por un tercero, considerando la aplicación del procedimiento para la asignación de los servicios auxiliares correspondiente. El producto de la cantidad por la tarifa emitida por la ARESEP, será el monto que reflejará la liquidación entre los Agentes como cargos y abonos en el DTEN."*

*"Artículo 150.-Elaboración de Procedimientos, Normas y Metodologías para la regulación del MEN. El OS/OM deberá elaborar los procedimientos, normas y metodologías para regular el Mercado Eléctrico Nacional que solicite la ARESEP y presentarlos para la aprobación por parte de este Ente Regulador. " (...)*

*Por otra parte, el artículo 41 de la Norma Técnica: Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional AR-NT-POASEN, cita expresamente:*

*"Artículo 41. Servicios auxiliares que el generador debe proveer*

*Todos los Generadores con unidades de generación superiores a 1 MW, a requerimiento del Operador del Sistema y bajo las condiciones que este establezca y apruebe la Autoridad Reguladora deben proveer:*

- i. Control de tensión y de suministro de potencia reactiva.*
- ii. Control de frecuencia.*
- iii. Estabilización de potencia.*
- iv. Capacidad de arranque en condiciones de colapso total del SEN (arranque en negro)*
- v. Potencia reactiva suministrada por compensadores sincrónicos o estáticos.*
- vi. Reserva rodante.*
- vii. Reserva fría.*

*Los precios y tarifas por la prestación de estos servicios serán fijados por la Autoridad Reguladora conforme a la Ley 7593."*

*Esa misma norma técnica, indica sobre los servicios auxiliares:*

*"Artículo 149. Multas y Sanciones. Las sanciones por el incumplimiento de los aspectos contemplados por la presente en la presente norma técnica, se aplicarán de conformidad con lo que dispone la Ley 7593 y leyes conexas.*

*Serán sujetos de multas los usuarios del Sistema Eléctrico Nacional que:*

- a. Incumplan en la prestación de los servicios auxiliares definidos en el artículo 41 de esta norma y en general que realicen u omitan acciones que atenten en contra de la calidad, confiabilidad, seguridad y desempeño del Sistema Eléctrico Nacional.
- b. Incumplan con la programación e instrucciones operativas dadas por el Operador del Sistema sin causa justificada, incluyendo incumplimiento en la entrada y retiro programado de instalaciones y la no notificación de cambios en el estado de equipos.
- c. Nieguen o presenten resistencia o falta de colaboración a entregar al Operador del Sistema la información técnica necesaria para la operación, segura, confiable y de calidad del Sistema Eléctrico Nacional.
- d. Declaren indisponibilidades inexistentes que pongan en peligro la seguridad operativa del Sistema Eléctrico Nacional o influyan negativamente en la satisfacción óptima económica de la demanda nacional.
- e. Incumplan con los requisitos establecidos por el Operador del Sistema, el ICE, las empresas de transmisión, el ICE y las empresas distribuidoras. "

"Artículo 182. (Mediante resolución RJD-030 del 18 de febrero de 2016, "Metodología Fijación de tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del productor-consumidor": se dispuso derogar los numerales del 129 al 159 y correr la numeración de los restantes artículos a partir del capítulo XIII, por lo que el texto de este artículo se ser consultado en el numeral 151)

(...)

m. Para las plantas de generación cuya salida total represente un riesgo para la seguridad del SEN, el diseño de los servicios auxiliares debe realizarse de forma tal que una falla o mal funcionamiento en los mismos no cause la salida completa de la planta. (Así adicionado el inciso anterior mediante sesión ordinaria N° 24-2015 del 4 de junio del 2015)"

A partir del marco normativo indicado y las justificaciones técnicas que se incluyen en este informe, los servicios auxiliares son necesarios para garantizar la calidad, cantidad, oportunidad, continuidad y confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), aspectos que dispone la Ley N° 7593 en su artículo 5, y son parte integral del servicio público de suministro de energía eléctrica. Lo cual, es acorde con los principios fundamentales del servicio público, dispuestos en el artículo 4 de la Ley General de la Administración Pública y elevados a rango constitucional, sea, continuidad, eficiencia, adaptación e igualdad, así como los principios del servicio público desarrollados en la jurisprudencia de la Sala Constitucional -obligatoriedad, eficacia, calidad, bajo costo, transparencia, entre otros-, y conforme a la legalidad que debe regir en toda la actuación administrativa.

De acuerdo con lo establecido en los artículos 3, 4 inciso f), 5 inciso a), 6 inciso d) y 31 al 36 de la Ley N° 7593, numerales 4 inciso a) punto 2), 14, 15, 16, 17 y 41 del Decreto

*Ejecutivo N° 29732-MP, corresponde a la Aresep, fijar los precios y tarifas de dichos servicios públicos, así como establecer las metodologías o modelos tarifarios que las determinarán.*

*Conviene destacar, en virtud de que el SEN está compuesto por los sistemas de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía, mismos que corresponden a servicios públicos, conforme con el artículo 5 inciso a) de la Ley N° 7593, que corresponde a la Aresep, emitir y publicar los reglamentos técnicos que especifiquen las condiciones en las cuales se suministrarán estos servicios públicos, de acuerdo con lo establecido en los artículos 25, 53.n) de dicha ley y el numeral 6 inciso 14) del RIOF.*

*Por otra parte, la Ley N° 9004 que aprobó el Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, en el artículo 3, reformó el artículo 5 del Tratado Marco, para que se lea en lo de interés: "(...) Sin embargo, mientras la legislación de un país permita a una misma empresa la realización de dos o más actividades en la prestación del servicio eléctrico o la designación de una sola empresa para realizar transacciones en el Mercado, éstas deberán crear unidades de negocios separadas que permitan una clara identificación de los costos de cada actividad."*

*Así las cosas, en virtud de que el ICE, es quien posee el título de agente de mercado en el MER y a quién se le asignó la atención de la demanda nacional, según consta en oficio del ICE 0060-126-2014 (2014-04-30) del 30 de abril de 2014, de acuerdo con la Ley de Creación del ICE, Ley N° 449, es en ésta, en la que recae la operación del sistema y mercado, en aras de lograr una operación bajo los principios de independencia, imparcialidad y transparencia por parte del Operador del Sistema y Operador de Mercado (OS/OM).*

*Para estos efectos, el ICE estableció dentro de su organización, una dependencia denominada Centro Nacional de Control de Energía (CENCE), como la unidad de negocio encargada de realizar dichas funciones, y como tal, debe responder directamente por los derechos y obligaciones que se establecieron en los reglamentos de armonización y en la regulación nacional para el OS/OM.*

*Con respecto al CENCE, se debe manifestar que en los reglamentos y normativas que ha emitido este ente regulador, relacionados con el OS/OM, específicamente en los artículos 10 y 11 del Reglamento de Armonización Regulatoria entre el Mercado Eléctrico Nacional y el Mercado eléctrico de América Central, se establecen los principios de independencia, imparcialidad y transparencia con las cuales el OS/OM debe realizar sus funciones.*

*En este contexto, a fin de construir la metodología tarifaria aplicable, la Aresep invitó, mediante el oficio 1080-RG-2016 del 5 de diciembre de 2016, a las empresas distribuidoras de energía eléctrica a participar en el ejercicio para el desarrollo de una*

*metodología tarifaria para visibilizar y transparentar el reconocimiento de los servicios auxiliares requeridos para la operación confiable, segura, económica y con calidad del SEN. Para estos efectos se llevaron a cabo en enero de 2017 talleres para la socialización de la propuesta inicial preparada por el CENCE como parte de los compromisos incluidos en la normativa regional.*

*Asimismo, conviene indicar que la Contraloría General de la República (CGR), mediante el oficio N° DFOE-AE-011 del 18 de enero de 2017, remitió a esta Autoridad Reguladora, el informe No. DFOE-AE-IF-15-2016, denominado "Informe la Auditoría Operativa acerca de la eficacia y eficiencia en la asignación de fuentes de energía para la generación eléctrica", en el cual se giró la siguiente disposición:*

*"4.9. Resolver acerca de la metodología tarifaria que permita cobrar a cada empresa distribuidora los servicios de respaldo energético y regulación de frecuencia. Remitir a la Contraloría General la resolución en la que se aprueba la metodología a más tardar el 30 de junio de 2017. Ver párrafos 2.26 al 2.28 de este informe."*

*Además, mediante la resolución de la Aresep RE-0140-JD-2019 del 26 de noviembre de 2019, se aprobó el "Reglamento Técnico de los Servicios Auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (AR-RT-SASEN)," publicado en El Alcance N° 279 a La Gaceta N° 238 del 13 de diciembre de 2019, en el cual, se dispusieron las condiciones técnicas y operativas generales bajo las cuales se planeará, habilitará, asignará, supervisará y operará en tiempo real los servicios auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).*

*Dicho reglamento estableció la obligatoriedad de su aplicación para todos los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional (MEN) (en adelante agentes), para el OS/OM del SEN y para todo prestador de servicios auxiliares (en adelante prestador), según corresponda.*

*Así, el reglamento contempla:*

- 1. Los derechos, obligaciones y responsabilidades para el OS/OM en lo que se refiere al despacho centralizado, planeamiento operativo, coordinación y operación en tiempo real respecto a los servicios auxiliares del SEN, y la coordinación con el Ente Operador Regional (EOR) del Mercado Eléctrico Regional (MER) en lo que corresponde a servicios auxiliares regionales, con el objetivo de mantener los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) del servicio.*
- 2. Los derechos, obligaciones, y requerimientos para todos los Agentes, el OS/OM y todo prestador.*

3. *La obligación de suministro de información por parte de todos los Agentes, el OS/OM y a todo prestador.*

*A su vez, valga señalar que, ese reglamento técnico estableció que los servicios auxiliares son los siguientes: control de frecuencia e intercambios de energía, control de tensión, arranque en negro, demanda interrumpible y desconexión de cargas.*

4. *Sobre las implicaciones contractuales, en el caso de los generadores privados.*

*Partiendo de la condición jurídica específica que tienen los generadores privados, como prestadores del servicio público de generación eléctrica, al amparo de la Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela, Ley N° 7200 y sus reformas, es preciso considerar las implicaciones que desde un punto de vista contractual podría generar la fijación tarifaria de los servicios auxiliares por parte de la Aresep.*

*En el caso de la Ley 7200, capítulo I, los generadores privados están destinados a la venta de energía específicamente al ICE o a la CNFL, estos deben suscribir entre otros, un contrato de venta de energía de conformidad con el artículo 13 de la Ley indicada, en el cual, deben quedar consignadas especificaciones básicas respecto a las condiciones de la compraventa de dicha energía y de la actividad en general.*

*En este sentido, el Reglamento a la Ley N° 7200, que tiene por objeto regular el proceso de formalización de los contratos dichos, indica:*

**Artículo 2.- Definiciones:** *Para efectos de aplicación del presente reglamento, se entenderá por:*

*(...)*

**CONTRATO PARA COMPRA DE ENERGÍA:** *Es el contrato que suscribe el productor con el ICE, en donde se establecen las condiciones bajo las cuales el productor le suministra al ICE los excedentes de energía eléctrica generados en la planta, una vez satisfecha sus propias necesidades de energía, todo con fundamento en la Ley No. 7200 sus reformas y reglamentos.*

*(...)"*

*La suscripción de dicho contrato, resulta ser una obligación de los generadores privados, de forma que el artículo 3 de dicho Reglamento dispone:*

**Artículo 3.- Participación:** *Toda Empresa Privada o Cooperativa de Electrificación Rural interesada en participar en la actividad de la generación*

*de electricidad autónoma o paralela para venta al ICE, deberá cumplir los requisitos estipulados en el Capítulo I de la Ley N° 7200 y sus reformas y suscribir un contrato de compra de energía siguiendo los procedimientos que para tal efecto establezca el ICE de conformidad con las disposiciones del presente reglamento.*

*(...)"*

*Dicho contrato de compraventa de energía, se complementa por el contrato de conexión que se suscribe igualmente con el ICE, mediante el cual, se especifican las condiciones bajo las cuales se regirá la puesta en servicio y operación de la conexión (artículo 19 del Reglamento al capítulo I, Ley N° 7200)*

*En igual sentido, ese mismo contrato de compraventa de energía, debe estar antecedido por la suscripción y refrendo del respectivo contrato de concesión del servicio público de generación, de conformidad con el artículo 17 de dicho Reglamento.*

*Ahora bien, en términos tarifarios, siendo ésta unas de las competencias de la Aresep en relación con todos los servicios públicos regulados, incluido el de generación privada, para éste último, igualmente, corresponde realizar la fijación de las tarifas dentro del marco de la Ley N° 7593 (ver artículos 14 de la Ley N° 7200, 20 del Reglamento al capítulo I de la Ley N° 7200), de modo que ello, implica que uno de los principios a aplicar es el de servicio al costo, a fin de que, se garantice el adecuado desarrollo de la actividad y al mismo tiempo una retribución competitiva para el prestador.*

*Tal es la importancia del cumplimiento de lo consignado en el contrato de compraventa de energía, que el Reglamento al capítulo I, Ley N° 7200, dispone:*

***“Artículo 23.- Terminación anticipada:*** *El incumplimiento del Productor de las disposiciones de la Ley N° 7200 y sus reformas y de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, No. 7593, del presente reglamento o de las cláusulas del contrato de compra de energía eléctrica suscrito con el ICE conllevarán la finalización del mismo sin responsabilidad alguna para ese instituto. De previo a la terminación del contrato, el ICE prevendrá al Productor a efecto de que éste corrija el incumplimiento dentro de un plazo razonable que otorgará al efecto.”*

*Por su parte en el caso del capítulo II de la Ley N° 7200 (modificada mediante la Ley N° 7508), también los generadores privados cubiertos por éste, deben suscribir un contrato de compra venta de energía según el artículo 22, teniendo los mismos derechos y obligaciones establecidos en los artículos 10, 11, 12, 17, 18 y 19 de la misma Ley, de modo que, igualmente dicho contrato debe contener lo referente a las condiciones*

*tarifarias que regirían la venta de la energía por parte del generador privado, siendo importante incluir, entre ellas lo relativo a los servicios auxiliares.*

*De lo anterior, se evidencia que los contratos de compraventa de energía que suscriben los generadores privados con el ICE en general (debido a su ámbito de aplicación específica), deben contener dentro de su clausulado esencial lo referente a los servicios auxiliares (en términos generales), en el tanto, al día de hoy según la normativa técnica emitida por la Aresep, es posible considerarlos como una parte importante en la prestación del servicio que ofrecen los generadores privados, como de cualquier otro agente que se relacione con la prestación de los servicios auxiliares.*

*La suscripción de dichos contratos, resulta ser una obligación legal por cumplir por las partes, de modo, que el contenido de éstos igualmente debe estar apegado a la normativa aplicable. Esto significa que, a futuro los contratos vigentes deberán contar dentro de su cláusula con el tema en referencia, incluso, si ello amerita la modificación de estos por medio de la suscripción de adendas, tal y como está permitido y especificado en cada contrato.*

*Lo anterior, permitirá definir un ámbito de certeza jurídica para las partes involucradas en la prestación de estos servicios, que no solo contarán con la respectiva normativa técnica y metodología tarifaria, sino que, además los contratos suscritos con carácter de fuerza de ley entre las partes definirán puntualmente para cada relación contractual las obligaciones y derechos de cada una al prestar el servicio.*

*Así, tanto la suscripción a futuro de los contratos que correspondan, como la suscripción de las adendas respecto de los contratos que ya se encuentran vigentes (siguiendo el debido proceso en ambos casos), permitirá realizar una aplicación y regulación de los servicios indicados, en condiciones de igualdad entre todos los generadores privados, que son los que, por ley, deben cumplir con estos requisitos contractuales adicionales.*

*Estos antecedentes de orden jurídico brindan sustento para emitir la propuesta de metodología tarifaria.*

## **V. JUSTIFICACIÓN**

*Una vez establecido el marco regulatorio que norma la operación de los servicios auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional, mediante el reglamento RE-0140-JD-2019 “Reglamento Técnico de los Servicios Auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (AR-RT-SASEN)”, lo que corresponde es definir la metodología tarifaria para compensar esos servicios, cuando corresponda.*

*Dicho reglamento definió como servicios auxiliares a nivel nacional:*

- 1) *Control de frecuencia e intercambios de energía*
- 2) *Control de tensión*
- 3) *Arranque en negro*
- 4) *Desconexión de cargas*
- 5) *Demanda interrumpible.*

*De éstos, los primeros 4 servicios son de carácter obligatorio para todos los agentes del MEN cuyo equipamiento, instalaciones o sistemas cumplan con las características técnicas y capacidad establecidas en el reglamento y procedimientos técnicos que apruebe la Aresep en el marco de lo establecido en el reglamento y supeditado a las necesidades del SEN.*

*Por el contrario, es de carácter voluntario la demanda interrumpible para abonados y usuarios autorizados que puedan reducir parcial o totalmente su demanda, previa habilitación y coordinación con el OS/OM y el agente distribuidor según corresponda, para contribuir con el cumplimiento de los criterios de seguridad operativa, los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD), para prevenir el colapso parcial o total del SEN.*

*Por otra parte, en los oficios OF-0466-CDR-2018 y OF-0921-RG-2018, mediante los cuales, el CDR remitió la propuesta conceptual para la metodología y reglamento de servicios auxiliares y se emitió la no objeción del Regulador General a dicha propuesta conceptual, respectivamente, se detalló cómo se realiza la formación de precios para estos servicios. Y de ese detalle, incluido en el oficio OF-0466-CDR-2018 indicado cabe rescatar lo siguiente:*

*“El OS debe balancear y armonizar el objetivo principal de su función – mantener la calidad y confiabilidad del servicio dentro de los parámetros establecidos – con la consideración económica de minimizar el costo de los servicios auxiliares sin afectar negativamente la calidad y confiabilidad establecida.*

*En teoría el precio de un servicio auxiliar debería reflejar solamente el costo adicional o costo de oportunidad perdido que representa para el que lo provee, comparado con el costo de generar y costo de las inversiones obligatorias. Dependiendo de las características y regulación del sector, existen servicios auxiliares remunerados, y otros que no se remuneran, en particular los servicios auxiliares establecidos como obligatorios y que en consecuencia requieren contar con el equipamiento necesario para proveerlo. Se entiende*

*que para una unidad generadora esta obligatoriedad – el requerimiento técnico y de control o respuesta que se establece a las instalaciones – lleva a que su costo ya esté cubierto en los precios (o eventualmente) tarifas de la generación. Por todo ello, el costo total que representa los servicios auxiliares varía en cada sector o mercado eléctrico.”*

*Como se observa, dos temas son básicos de destacar en una metodología tarifaria para este tipo de servicios: a) que se tarife los costos adicionales o el costo de oportunidad dejado de percibir por el prestador que provea estos servicios auxiliares, ya que para prestarlos dejará de vender energía al sistema y, b) que no se tarifen dos veces esos costos para prestar los servicios auxiliares, entendiendo que las empresas generadoras, transmisoras y distribuidoras ya cuentan con los equipos, instalaciones o sistemas para prestar los servicios auxiliares y que por lo tanto ya el costo de los mismos, forma parte de su estructura de costos y se ha reconocido en cada una de las tarifas vigentes, por lo que el objetivo regulatorio en este caso, será establecer la forma de calcular las tarifas y definir los mecanismos de seguimiento contable que permitan transparentar y separar esos ingresos y su no duplicación.*

*La tarificación de estos servicios conlleva ciertas particularidades, entre las que están:*

- 1. A nivel internacional es muy poca la experiencia en tarifas reguladas para estos servicios, en general son determinadas por precios de mercados abiertos de generación y se pagan a costo marginal del sistema, mientras que en Costa Rica opera un mercado eléctrico regulado.*
- 2. A la fecha no hay una segmentación de costos e inversiones para prestar estos servicios auxiliares de forma separada de los costos e inversiones que se incluyen en las tarifas vigentes de los servicios de generación, transmisión y distribución.*
- 3. Actualmente la gestión de reservas para el control de frecuencia e intercambios de energía y control de tensión es realizada por parte del Operador del Sistema, en el caso de Costa Rica el Centro Nacional de Control de Energía, en adelante CENCE, para cumplir con los criterios de seguridad operativa.*
- 4. El SEN es altamente intensivo en energías renovables variables, lo que significa también un uso importante de servicios auxiliares o complementarios para mantenerlo en rangos de operación seguros.*
- 5. Muchos de los costos de estos servicios están incluidos en las tarifas de generación vigentes, por esa razón no todas las empresas del sistema que requieren esos servicios o cuya operación hace que se requiera de esos servicios, pagan los costos adicionales que representan para el SEN, por lo que al determinar la tarifa también es importante establecer las asignaciones correspondientes de la misma.*

*Dentro de los pocos casos de experiencia internacional que tarifaron los servicios auxiliares, se encuentra el caso de Chile antes de la reforma que entró a regir en el 2020<sup>1</sup>. Ese país estableció un reglamento aplicable a los servicios complementarios cuyos objetivos eran “(...) establecer el sistema de precios de los servicios complementarios que, considerando la característica de los mismos, sea compatible con los precios de energía y potencia que la ley establece; // (...) se deben establecer reglamentariamente, entre otras materias, la forma en que los propietarios de las instalaciones interconectadas entre sí declaren los costos en que incurren por la prestación de los respectivos servicios complementarios con su debida justificación, (...)”.*

*En Chile se establecieron esas tarifas con base en costos estándar y eficientes de cada servicio complementario, considerando dos supuestos importantes que son: (a) que sus tarifas de generación ya incluían los costos totales incurridos para prestar sus servicios auxiliares y, (b) que su mercado de contratos pactaba tarifas finales a la compra de energía de las empresas distribuidoras, que no podían ser modificadas en tanto el contrato no lo permitiera.*

*Con base en esos supuestos, esa metodología establecía la realización de estudios bianuales por parte del operador del sistema, en el cual se contemplaban las declaraciones de los prestadores respecto de los costos de inversión, mantenimiento y operación y, el operador de ese país tenía la obligación de verificar esos costos y hacer auditorías externas cada dos años.*

*Además, esa metodología contemplaba el cobro de las tarifas a los generadores, esto quiere decir, que todas las plantas que generaron durante los periodos de cálculo tenían que asumir una proporción igual a su generación del total de costos de los servicios complementarios.*

*Como se observa de ese resumen, el sistema utilizado por Chile para calcular estos precios antes de su reforma, podría replicarse de forma adaptada a nuestro país, ya que se comparte uno de los supuestos importantes y es que las tarifas vigentes ya contemplan esos costos, no obstante, el otro supuesto no es aplicable a la realidad costarricense, en el cual las tarifas de generación se establecen por la Autoridad Reguladora y no hay un mercado libre de compra-venta donde el precio es establecido en los contratos, por lo que para nuestro caso estos costos pueden ser trasladables a la demanda.*

*Aunado a lo anterior, Aresep viene gestando un proceso de recopilación de información regulatoria estándar, con la implementación de la Contabilidad Regulatoria y del Sistema*

---

<sup>1</sup> Decreto 130 Reglamento que establece las disposiciones aplicables a los servicios complementarios con que deberá contar cada sistema eléctrico en los términos a que se refiere el artículo 137 de la Ley General de Servicios Eléctricos, Ministerio de Energía. Chile. 2011.

<https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1047565&idVersion=2012-12-31>

*de Información Regulatoria (SIR), lo que crea condiciones aptas para identificar de forma separada costos para la prestación de todos los servicios eléctricos<sup>2</sup>.*

*Considerando lo expuesto y con base en esa experiencia internacional y en las metodologías vigentes para el sector eléctrico, un modelo de costos adicionales resulta de aplicación en nuestro país.*

*Una vez dicho lo anterior, es importante establecer cuáles servicios auxiliares se van a tarifar por separado, de las tarifas que a la fecha se encuentran vigentes y cuáles no, debido no solo a ese supuesto importante indicado, sino también a las condiciones de operación y de obligatoriedad que se establecen en la normativa vigente.*

*Se considera que no deben ser remunerados de forma separada los siguientes servicios auxiliares, con su debida justificación:*

- *Control de frecuencia e intercambios para regulación primaria: La provisión de regulación primaria se realiza a través de la reserva rodante para respuestas muy rápidas ante eventos nacionales o regionales, y es de activación automática ante variaciones de frecuencia que superen la banda muerta de frecuencia, esto quiere decir que el OS/OM no la controla, aunque sí define los criterios para su desempeño.*
- *El control de tensión: El control de tensión es el conjunto de acciones sobre equipos que pueden inyectar y/o absorber potencia reactiva (generadores según su curva de capacidad, capacitores, reactores, etc.) y otros elementos de control de tensión, tales como transformadores con cambiador de derivaciones bajo carga, con el objetivo de mantener la tensión en las barras del SEN dentro de los niveles establecidos en la regulación nacional y regional vigente para el cumplimiento de los criterios de seguridad operativa y los CCSD y una obligación compartida por todos los Agentes del MEN, por lo que no será remunerado como costo del servicio auxiliar. El costo de inversión y mantenimiento de los equipos necesarios para prestarlo es responsabilidad del generador, transmisor o distribuidor dueño de éstos.*
- *Arranque en negro: En el caso de arranque en negro, existen opciones tecnológicas que permiten reestablecer el sistema eléctrico a saber: (a) plantas térmicas que utilizan combustibles fósiles para su funcionamiento, cuyo costo es marginal respecto al costo total de la planta y, (b) sistemas de almacenamiento de energía dedicados y mantenidos para recuperar el sistema. El arranque en negro, para cumplir su función, de permitir el restablecimiento del sistema eléctrico ante*

---

<sup>2</sup> Resoluciones RIE-068-2016 publicada en el Alcance N° 112 a La Gaceta, el 30 de junio de 2016 ([http://www.mtss.go.cr/temas-laborales/salarios/decretos/Decreto\\_Salarios\\_II\\_semestre\\_2016.pdf](http://www.mtss.go.cr/temas-laborales/salarios/decretos/Decreto_Salarios_II_semestre_2016.pdf)) y RIE-132-2017 publicada en Alcance N° 2 a La Gaceta, el 11 de enero de 2018 ([https://www.imprentanacional.go.cr/pub/2018/01/11/ALCA2\\_11\\_01\\_2018.pdf](https://www.imprentanacional.go.cr/pub/2018/01/11/ALCA2_11_01_2018.pdf)).

*un colapso total de energía, debe tener ciertas características técnicas y de ubicación estratégica siendo que no cualquier sistema de generación que cumpla con (a) y (b) puede ser prestador de este servicio; así mismo debido a que, en el mediano y largo plazo, el SEN no requiere de este tipo de sistemas de arranque en negro, según se constató con el OS/OM, se considera no remunerable.*

- *La desconexión de cargas: los esquemas de desconexión de cargas son una obligación compartida por los prestadores, ya que se presenta bajo condiciones no discriminatorias y por lo tanto no son remunerados. El costo de inversión y mantenimiento de los esquemas de desconexión de cargas manual y automática es responsabilidad de cada Distribuidor.*

*Sobre la base de lo indicado los servicios de control de frecuencia e intercambios asociados a las regulaciones secundaria y terciaria y la demanda interrumpible, sí serían remunerables de forma diferenciada, contemplando los siguientes aspectos:*

- *Regulación secundaria de frecuencia: este servicio 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 de no haber prestado dicha reserva, según la tarifa ponderada del sistema de generación de cada empresa distribuidora.*
- *Regulación terciaria de frecuencia: Para este servicio se reconocerán los costos de inversión, operación y mantenimiento adicional en que incurran los prestadores para dotar al sistema del servicio auxiliar correspondiente y los costos de operación y mantenimiento que puedan ser transparentados y separados de las tarifas vigentes.*

*Para efectos de esta metodología la regulación terciaria puede ser suministrada por unidades o centrales generadoras de respuesta rápida habilitadas, que están en operación con reserva rodante libre (no asignada a otros servicios), por sistemas de almacenamiento habilitados como reserva de energía disponible y por la reserva fría (de arranque rápido, y arranque lento de 1 a 2 horas), así como por la demanda interrumpible, siendo esta última tarifada con un enfoque metodológico distinto.*

- *Demanda interrumpible: para este servicio se reconocerá la tarifa promedio del sistema de generación de la industria, debido a que su participación en el desplazamiento de la demanda implica la no utilización de plantas de generación adicionales, que en el caso costarricense es predominante la renovable y evitaría el transporte de energía eléctrica a través de las redes de transmisión y distribución de energía.*

*Al igual que el modelo chileno, lo que se pretende calcular es una tarifa por cada servicio auxiliar remunerable, por lo que se considerarán los siguientes aspectos en el desarrollo de la metodología:*

*(a) actualmente todos los costos de inversión requeridos para prestar los servicios auxiliares ya están incluidos en las tarifas vigentes, por lo que esta metodología se enfocará en los costos de inversión adicional o nuevos que se requieran para prestar estos servicios, más los costos de operación y mantenimiento que puedan separarse y justificarse de los reconocimientos en las tarifas vigentes y,*

*(b) como una simplificación del modelo la tasa de rentabilidad o rédito para el desarrollo se utilizará el Modelo de Valoración de Activos de Capital (modelo CAPM) calculada para el sistema de generación eléctrica de las empresas públicas, municipales y cooperativas que representan la mayoría de generación eléctrica de nuestro país.*

*Excepto para la demanda interrumpible cuyo enfoque metodológico es diferente a los demás, tal y como se indicó anteriormente.*

*Para mantener congruencia con el marco regulatorio vigente, esta metodología se ajustará en terminología y en forma de cálculo a las actuales resoluciones RJD-141-2015 “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de generación de energía Eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural” y sus reformas y RJD-139-2015 “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural” y sus reformas.*

*(...)*

- IV.** Que mediante el oficio OF-0822-DGAJR-2021, del 11 de agosto de 2021, la DGAJR, recomendó en cuanto a los cambios ocasionados sobre la propuesta de metodología, lo siguiente: *“Someter al conocimiento y valoración de la Junta Directiva de la Aresep, la propuesta de la metodología denominada “Metodología Tarifaria para la remuneración de los Servicios Auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN)”.*
- V.** Que de conformidad con los resultandos y considerandos que preceden y de acuerdo con el mérito de los autos, lo procedente es: **1.** Aprobar la *“Metodología tarifaria para la remuneración de los servicios auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN)”*, **2.** Tener como respuesta a los opositores que participaron en la audiencia pública realizada el 11 de mayo de 2021, lo señalado en el Informe IN-0014-CDR-2021 y agradecer la valiosa participación de todos en este proceso. **3.** Instruir a la Secretaría de Junta Directiva, de acuerdo con las funciones establecidas en el RIOF, publicar en el diario oficial La Gaceta, la *“Metodología Tarifaria para la Remuneración de los Servicios Auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN)”*. **4.** Instruir a la

Administración para que desarrolle un plan de trabajo para la operativización por primera vez de esta Metodología tarifaria en el ámbito de las competencias que le correspondan. **5.** Instruir a la Intendencia de Energía de Aresep, encargada de fijar las tarifas del sector eléctrico, realizar las gestiones que deben ejecutar los prestadores de servicio sujetos a esta metodología para su adecuada aplicación. **6.** Instruir a la Intendencia de Energía de Aresep, encargada de fijar tarifas del sector eléctrico, calcular de oficio las tarifas de servicios auxiliares, de conformidad con esta metodología una vez que entre a regir y se aprueben los respectivos procedimientos técnicos. **7.** Instruir a la Administración realizar las gestiones necesarias para incluir en los reglamentos técnicos que regulan el sector de energía eléctrica, el tratamiento de las desviaciones de energía eléctrica, que resulten en posibles faltas que generen cargos o sanciones distintas a la liquidación que se aplicaría con esta metodología. **8.** Ordenar a la Intendencia de Energía de Aresep, establecer las estructuras tarifarias de generación, transmisión y distribución necesarias para que la ponderación de energía y potencia se adecúen a las necesidades del sistema, tal y como se dispone.

- VI.** Que en la sesión ordinaria N° 69-2021, celebrada 17 de agosto de 2021 y ratificada el 25 de agosto del mismo año, la Junta Directiva la sobre la base del informe IN-016-CDR-2021 del 16 de julio de 2021, y del oficio OF-0822-DGAJR-2021, del 11 de agosto de 2021, acuerda, dictar la presente resolución.

**POR TANTO:**

Con fundamento en las facultades conferidas en la Ley 7593 y sus reformas, en la Ley General de la Administración Pública (LGAP) Ley 6227, en el Decreto Ejecutivo 29732-MP, que es el Reglamento a la Ley 7593, y en el Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado.

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

**RESUELVE:**

- I.** Aprobar la *“Metodología tarifaria para la remuneración de los servicios auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN)”*, tal y como se detalla a continuación:

## Contenido

<b>LA JUNTA DIRECTIVA</b> .....	35
<b>DE LA AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS</b> .....	35
1. <i>ALCANCE</i> .....	36
2. <i>OBJETIVOS</i> .....	37
3. <i>MODELO DE CÁLCULO</i> .....	38
<b>a. Control de frecuencia e intercambios de energía, asociado a la regulación secundaria y regulación terciaria</b> .....	38
<b>b. Demanda interrumpible</b> .....	43
4. <i>LIQUIDACIÓN DE LOS SERVICIOS AUXILIARES</i> .....	44
5. <i>PERIODICIDAD DE CÁLCULO</i> .....	48
6. <i>REQUERIMIENTOS DE INFORMACIÓN Y RELACIÓN CON LOS CÁLCULOS DE LAS TARIFAS ORDINARIAS DE GENERACION Y DISTRIBUCIÓN.</i> .....	48
7. <i>IMPLICACIONES CONTRACTUALES</i> .....	49
8. <i>VIGENCIA DE LA METODOLOGÍA</i> .....	49
9. <i>GLOSARIO DE ECUACIONES Y VARIABLES</i> .....	49

“(...)

### 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)”.*

*Según la AR-RT-SASEN son servicios auxiliares obligatorios de brindar por parte de los agentes del MEN:*

- 1) Control de frecuencia e intercambios de energía*
- 2) Control de tensión*
- 3) Arranque en negro*
- 4) Desconexión de cargas*

*Mientras que es un servicio auxiliar de carácter voluntario la demanda interrumpible.*

*La prestación de los servicios auxiliares no es indiscriminada, no se presta en el momento y forma que decidan los agentes del MEN y usuarios, sino que está supeditada a la necesidad del SEN y a lo instruido por el OS/OM en coordinación con los agentes que correspondan. Esto quiere decir que, las decisiones de cuándo prestar un servicio auxiliar y cuánto es requerido, las realiza el OS/OM con base en la operación del sistema eléctrico nacional, no los agentes.*

*Por lo que las tarifas que se definan con base en esta metodología no serán sujetas a la especulación de los agentes y usuarios del MEN, sino que se pagarán solamente si los servicios auxiliares son requeridos por el OS/OM para cumplir con los criterios de seguridad operativa y los CCSD, para prevenir el colapso del SEN o para recuperar el SEN en caso de una contingencia, con colapso parcial o total del sistema.*

*Por las razones indicadas en la justificación, se excluyen del pago de tarifas de servicios auxiliares los siguientes: regulación primaria para control de frecuencia, control de tensión, arranque en negro y desconexión de cargas.*

*Por lo tanto, la metodología tarifaria contempla la remuneración para los servicios auxiliares de: control de frecuencia e intercambios de energía asociado a la regulación secundaria y regulación terciaria; así como demanda interrumpible, tal y como se detallará.*

*Adicionalmente, algunas de las tarifas se basan en la tarifa promedio del sistema de generación de las empresas distribuidoras, considerando que la tarifa del ICE-Generación ya contempla los costos de la compra de generación a las plantas de generación privada. Además de lo indicado, tampoco se considera por separado esas tarifas de generación privada, ya que en la actualidad varios de los modelos tarifarios establecen bandas de tarifas, no tarifas únicas, lo que imposibilita la determinación de un precio en específico.*

*Asimismo, en el caso de las liquidaciones, se considera que todos los agentes generadores y distribuidores, que tengan desviaciones en la generación real respecto de los predespachos, de conformidad con lo que establezca el Reglamento y procedimientos que apruebe la Aresep para Servicio Auxiliares, deberán pagar por los servicios auxiliares brindados por los agentes del SEN.*

*Por último, para efectos de esta metodología se considera que el posdespacho, tal y como se define en el Reglamento Técnico de los Servicios Auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (AR-RT-SASEN), y generación real horaria, son sinónimos.*

## **2. OBJETIVOS**

*El objetivo principal de esta metodología es establecer el procedimiento de cálculo de la tarifa para cada servicio auxiliar remunerado.*

*Los objetivos específicos son:*

- a. Delimitar las variables, costos e inversiones que se considerarán en los cálculos tarifarios para las tarifas que corresponda.*
- b. Definir las fuentes de información y mantener congruencia con las metodologías vigentes para el sistema de generación y distribución de las empresas públicas y cooperativas de electrificación rural.*
- c. Establecer de manera general la forma en que se realizará la liquidación de esas tarifas por parte del Operador del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).*
- d. Establecer que le corresponde al Operador de SEN realizar la liquidación mensual de las tarifas con base en el procedimiento que realice y que sea aprobado por Aresep.*

### **3. MODELO DE CÁLCULO**

*La siguiente metodología establece la forma en que Aresep calculará las tarifas para los servicios auxiliares remunerables, a saber: control de frecuencia e intercambios de energía asociados a la regulación secundaria y regulación terciaria; así como para la demanda interrumpible.*

*Las tarifas se calcularán de forma bianual y se liquidarán de forma mensual.*

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

##### *Tarifa de reserva secundaria:*

*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:*

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

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

$T_{rs}$  = 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.

#### Tarifa de reserva terciaria:

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:

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

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).

$E_{rtp}$  = 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.

A continuación, se detalla la forma de cálculo de cada una de las variables indicadas anteriormente en las ecuaciones 1 y 2.

- i. Reserva anual de energía en MWh para regulación secundaria de cada planta que presta el servicio. ( $E_{RS}$ )

Se considerará como reserva de energía la potencia horaria asignada por el OS/OM como reserva para subir y para bajar y que no se generó.

La reserva anual de energía en MWh para regulación secundaria del año anterior a la fijación tarifaria, corresponde a la sumatoria de reserva de energía asignada por el OS/OM a cada planta habilitada para prestar el servicio de regulación secundaria.

Dicha información corresponde a la que tenga registrada el OS/OM y verificada por la Aresep.

- ii. Energía anual estimada que podría haber generado cada planta que presta el servicio ( $E_{Ae}$ )

Esta variable corresponde a la energía anual estimada que pudo 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.

*Dicha información corresponde a la que tenga registrada el OS/OM y verificada por la Aresep.*

**iii. Energía anual generada en MWh de cada planta que presta el servicio ( $E_{ag}$ )**

*Esta variable corresponde a la energía anual generada en MWh de cada planta que presta el servicio, exclusivamente durante las horas disponibles y asociada a las ventas de energía.*

*Dicha información corresponde a la que tenga registrada el OS/OM y verificada por la Aresep.*

**iv. Factor de planta promedio ( $f_p$ )**

*Esta variable es el 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.*

*Dicha información corresponde a la que tenga registrada el OS/OM y verificada por la Aresep.*

**v. Tarifa promedio en MWh ponderada del sistema de generación de las empresas distribuidoras ( $T_g$ )**

*Esta variable se calcula con base en la información con que cuenta la Autoridad Reguladora respecto de la energía total generada por cada empresa pública, municipal y cooperativas de electrificación rural y los ingresos totales del sistema de generación de cada una de ellas.*

*Y para su cálculo se suman todos los ingresos totales anuales de los sistemas de generación indicados (ingresos ordinarios por ventas de energía en colones) y se dividen entre la sumatoria de la energía total generada por esas empresas para el mismo año (en MWh). Lo anterior con base en la información total del año anterior a la fijación tarifaria, de conformidad con lo establecido en la resolución RJD-141-2015 “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de generación de energía Eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”.*

**vi. Costos de operación, mantenimiento y depreciación anuales (COMD)**

*Se incluirán en el cálculo únicamente los costos de operación y mantenimiento en que se incurre para el funcionamiento y el mantenimiento de los equipos, instalaciones o*

sistemas previstos para aportar estos servicios auxiliares, que operen en las condiciones operativas y requisitos establecidos en la normativa vigente. Se utilizarán los costos reales reportados por las empresas prestadoras de estos servicios auxiliares con base en los formularios que para este fin llegue a elaborar la Autoridad Reguladora.

Para esto, todos los prestadores de servicios auxiliares habilitados para aportar regulación terciaria, que realicen otras actividades reguladas y/o no reguladas, deberán separar contablemente los costos de operación y mantenimiento del equipamiento para prestar este servicio auxiliar, asignando directamente sus saldos o utilizando asignadores contables (“drivers”) debidamente justificados en el marco de la resolución RIE-068-2016 Simplificación y estandarización de información financiero-contable (servicio de suministro de electricidad que prestan las empresas públicas, municipales y cooperativas de electrificación rural), publicada en el Alcance No 112 a La Gaceta, el 30 de junio de 2016 o cualquier otra que la sustituya.

En el caso del gasto por depreciación, en este gasto se reconocerá la depreciación del 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 y que se describe más adelante. Este gasto por depreciación se calculará con base en la resolución RJD-141-2015 “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de generación de energía Eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural” y sus reformas, sobre el AFNOR de esta metodología y en las tablas de vidas útiles para que efectos tarifarios defina la Intendencia de Energía o el área interna de Aresep que le corresponda fijar las tarifas del sector eléctrico.

**vii. Rédito para el desarrollo (ke)**

El cálculo del rédito se realizará con base en lo establecido en el apartado 4.1.1 Modelo de Valoración de Activos de Capital (modelo CAPM), sin ajuste, de la resolución RJD-141-2015 “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de generación de energía Eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural” y sus reformas. Sin ajuste quiere decir que el subapartado a-) no se utilizará en este cálculo.

Se utilizará la tasa de CAPM de cada prestador, incluida en las tarifas vigentes al momento de realizar el cálculo de la tarifa para la regulación terciaria que se consulte en audiencia pública, según lo indicado en el párrafo anterior.

**viii. Activo fijo neto en operación revaluado (AFNOR)**

El activo fijo neto en operación revaluado se calcula con base en el apartado 5.1.1 Activo fijo neto en operación revaluado (AFNORt) de la resolución RJD-141-2015 “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de generación de energía Eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural” y sus reformas.

Se reconocerá el equipamiento nuevo requerido para aportar regulación terciaria, o el utilizado para este fin a la fecha de implementación de esta metodología. Para esto, todos los prestadores de servicios auxiliares habilitados, que realicen otras actividades reguladas y/o no reguladas, deberán separar contablemente los activos para prestar estos servicios auxiliares, asignando directamente sus saldos o utilizando asignadores contables (“drivers”) debidamente justificados en el marco de la resolución RIE-068-2016 Simplificación y estandarización de información financiero-contable (servicio de suministro de electricidad que prestan las empresas públicas, municipales y cooperativas de electrificación rural), publicada en el Alcance N° 112 a La Gaceta N° 126, del 30 de junio de 2016 o cualquier otra que la sustituya.

- ix. *Reserva anual de energía en MWh para regulación terciaria de cada planta que presta el servicio (Ertp)*

*Esta variable es el total de la reserva de energía en MWh para cada planta habilitada para prestar el servicio de regulación terciaria, durante el año anterior a la fijación tarifaria.*

*Dicha información corresponde a la que tenga registrada el OS/OM y verificada por Aresep.*

*El procedimiento para la segmentación e identificación de reservas para regulación primaria, secundaria y terciaria deberá ser definido por el OS/OM y remitido a esta Autoridad Reguladora en cada aplicación de esta metodología.*

### **b. Demanda interrumpible**

*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.*

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

*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.

*i. Ingresos totales anuales (IT)*

*Los ingresos totales anuales del sistema de generación de cada empresa (ingresos ordinarios por ventas de energía en colones) se calcularán con base en la información estadística con que cuente el área interna de Aresep encargada de fijar tarifas, para el año anterior a la fijación de esta tarifa y de conformidad con la resolución RJD-141-2015 “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de generación de energía Eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural” y sus reformas. No se considerarán como parte de esos ingresos los otros ingresos que pudiera tener el sistema de generación ni los ingresos por liquidaciones de periodos anteriores.*

*ii. Ventas de energía totales (VT)*

*Las ventas totales anuales del sistema de generación de cada empresa se calcularán sobre la base de la información estadística con que cuente la unidad interna de Aresep encargada de fijar tarifas, para el año anterior a la fijación de esta tarifa y de conformidad con la resolución RJD-141-2015 “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de generación de energía Eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural” y sus reformas.*

#### **4. LIQUIDACIÓN DE LOS SERVICIOS AUXILIARES**

*Le corresponde al OS/OM la administración de las transacciones que resulten de la aplicación de esta metodología tarifaria, de conformidad con las funciones de planeación, habilitación, asignación, supervisión y operación de los servicios auxiliares en el SEN.*

*Las tarifas de los servicios auxiliares relacionados con regulación secundaria, regulación terciaria y demanda interrumpible se liquidarán de forma mensual, considerando las siguientes ecuaciones.*

$$IR = \sum ((T_{rs} * E_{rsm}) + (T_{rt} * E_{rtm}) + (T_{di} * E_{dim})) \text{ (Ecuación 5)}$$

*Donde:*

*IR* = Ingresos requeridos para remunerar los servicios auxiliares relacionados con regulación secundaria, regulación terciaria y demanda interrumpible.

- $T_{rs}$  = Tarifa para la regulación secundaria.
- $T_{rt}$  = Tarifa para la regulación terciaria.
- $E_{rsm}$  = Reserva de energía en MWh para regulación secundaria, se calcula como la sumatoria de la reserva de energía en MWh de todas las plantas que prestaron el servicio durante el mes a liquidar.
- $E_{rtm}$  = Reserva de energía en MWh para regulación terciaria, se calcula como la sumatoria de la reserva de energía en MWh de todas las plantas que prestaron el servicio durante el mes a liquidar.
- $T_{di}$  = Tarifa aplicable al servicio auxiliar de demanda interrumpible.
- $E_{dim}$  = Reserva de energía en MWh de demanda interrumpible, predespachada por el OS/OM, durante el mes a liquidar.

Le corresponderá pagar los servicios auxiliares del SEN a todos los agentes generadores y distribuidores de electricidad, por lo que los ingresos a recuperar deberán asignarse por medio de las desviaciones horarias en un mes entre los predespachos y la generación real horaria, así como, la demanda individual de cada empresa para los días que componen el mes a liquidar.

Las desviaciones de las plantas que estén prestando servicios auxiliares tarifables no serán contempladas en el cálculo, siempre que las desviaciones que presenten sean producto del servicio auxiliar que brindan.

Primero se calcula la proporción de esos ingresos requeridos asignables a cada sistema (generación y distribución), de la siguiente manera:

$$IR = IRd + IRg \quad (\text{Ecuación 6})$$

$$IRd = IR * \left( \frac{\sum_{i=1}^I |Desvd_i|}{\sum_{i=1}^I |Desvd_i| + \sum_{i=1}^I |Desvg_i|} \right) \quad (\text{Ecuación 7})$$

$$IRg = IR * \left( \frac{\sum_{i=1}^I |Desvg_i|}{\sum_{i=1}^I |Desvd_i| + \sum_{i=1}^I |Desvg_i|} \right) \quad (\text{Ecuación 8})$$

Donde:

- $IR$  = Ingresos requeridos para remunerar los servicios auxiliares relacionados con regulación secundaria, regulación terciaria y demanda interrumpible.
- $IRd$  = Ingresos requeridos asignables al sistema de distribución

- IRg* = Ingresos requeridos asignables al sistema de generación
- $|Desvd_i|$  = Valor absoluto de la totalidad de las desviaciones horarias en un mes entre predespachos y demanda real horaria de cada agente distribuidor *i*.
- $|Desvg_i|$  = Valor absoluto de la totalidad de las desviaciones horarias en un mes entre predespachos y generación real horaria de los agentes generadores *i*. Se excluyen las desviaciones de las plantas que prestan servicios auxiliares tarifables.
- i* = El subíndice *i* corresponde a cada agente distribuidor o generador de energía eléctrica que incurra en desviaciones en el periodo a liquidar.

Así las cosas, esa determinación de los ingresos requeridos por el sistema, se debe asignar a cada empresa generadora o distribuidora, de la siguiente manera:

*Pago de cada sistema de distribución* = *IRd* x % *Desvd<sub>i</sub>* (Ecuación 9)

$$\%Desvd_i = \frac{|Desvd_i|}{\sum_{i=1}^I |Desvd_i|} \quad (\text{Ecuación 10})$$

*Pago de cada sistema de generación* = *IRg* x % *Desvg<sub>i</sub>* (Ecuación 11)

$$\%Desvg_i = \frac{|Desvg_i|}{\sum_{i=1}^I |Desvg_i|} \quad (\text{Ecuación 12})$$

Donde:

- IRd* = Ingresos requeridos asignables al sistema de distribución
- IRg* = Ingresos requeridos asignables al sistema de generación
- $\%|Desvd_i|$  = Porcentaje de las desviaciones horarias en un mes entre predespachos y demanda real horaria de cada empresa distribuidora *i* respecto el total de desviaciones de demanda de todas las empresas distribuidoras.
- $|Desvd_i|$  = Valor absoluto de la totalidad de las desviaciones horarias en un mes entre predespachos y demanda real horaria de cada empresa distribuidora *i*.
- $\%|Desvg_i|$  = Porcentaje de las desviaciones horarias en un mes entre predespachos y generación real horaria de los agentes generadores *i* respecto al total de desviaciones de generación de todos los agentes generadores. Se excluyen las desviaciones de las plantas que prestan servicios auxiliares tarifables.
- $|Desvg_i|$  = Valor absoluto de la totalidad de las desviaciones horarias en un mes entre predespachos y generación real horaria de los agentes generadores *i*. Se excluyen las desviaciones de las plantas que prestan servicios auxiliares tarifables.

*i* = El subíndice *i* corresponde a cada agente distribuidor o generador de energía eléctrica que incurra en desviaciones en el periodo a liquidar.

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

$$\text{Remuneración del prestador} = IR \times \% E_{sa} \quad (\text{Ecuación 13})$$

$$\%E_{sa} = \frac{E_{sa}}{\sum_{SA=1}^{SA} E_{sa}} \quad (\text{Ecuación 14})$$

*IR* = Ingresos requeridos para remunerar los servicios auxiliares relacionados con regulación secundaria, regulación terciaria y demanda interrumpible.

$\%E_{sa}$  = Corresponde al porcentaje que representa la Reserva mensual de energía en MWh prestada por servicio auxiliar en el mes a liquidar.

$E_{sa}$  = 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.

Para poner en práctica este apartado de liquidación, el OS/OM deberá contar con un procedimiento de liquidación tarifaria, el cual será aprobado por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos de conformidad con lo que establece el reglamento AR-RT-SASEN (resolución RE-0140-JD-2019). El OS/OM deberá remitir el procedimiento de liquidación para ser aprobado por la Autoridad Reguladora, en un plazo no mayor a 120 días naturales una vez que se publique esta metodología tarifaria. Dicho procedimiento deberá incluir como mínimo:

- Las reglas de liquidación a aplicar para los servicios auxiliares brindados que son tarifables de acuerdo con esta metodología.
- Definición de márgenes de tolerancia y parámetros de las desviaciones que no se contemplarían en la liquidación.
- Las reglas de liquidación a aplicar cuando se predespacha un servicio auxiliar y no se convoca en tiempo real.
- Los criterios por aplicar en la liquidación a los agentes que deben brindar un servicio auxiliar que ha sido convocado por el CENCE y que por causas atribuibles al agente no lo puede brindar.
- Otras no previstas en esta metodología tarifaria.

En caso de que los agentes generadores y distribuidores no remitan el predespacho al OS/OM de conformidad con lo que ese operador establezca en el procedimiento

*correspondiente, aprobado por la Autoridad Reguladora, se considerará para el proceso de liquidación:*

- Para la generación se considerará como desviación toda la generación real horaria realizada por la planta que incumpla con la remisión de esa información en forma y tiempo. Se excluye de este cálculo la generación de las plantas que prestan servicios auxiliares tarifables.*
- Para la demanda se considerará como desviación toda la demanda real horaria realizada por empresa distribuidora que incumpla con la remisión de esa información en forma y tiempo.*

## **5. PERIODICIDAD DE CÁLCULO**

*Las tarifas de los servicios auxiliares relacionados con regulación secundaria, regulación terciaria y demanda interrumpible serán calculadas por Aresep de oficio de forma bianual, con base en la información real remitida a esta Autoridad Reguladora por los prestadores de estos servicios y el OS/OM de conformidad con lo establecido en la siguiente sección, con corte anual del año anterior a cada fijación tarifaria.*

## **6. REQUERIMIENTOS DE INFORMACIÓN Y RELACIÓN CON LOS CÁLCULOS DE LAS TARIFAS ORDINARIAS DE GENERACION Y DISTRIBUCIÓN.**

*La Intendencia de Energía o el área interna de Aresep que le corresponda fijar las tarifas con base en esta metodología, deberá elaborar los formularios de presentación de información correspondiente por parte de los prestadores y el OS/OM, estableciendo la forma y la periodicidad con la que se remitirán.*

*Además, deberá ajustar los planes de cuenta de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica de la Contabilidad Regulatoria correspondiente, para que se desagreguen las cuentas relacionadas con servicios auxiliares, tanto en inversiones, ingresos, costos de operación y mantenimiento asociados.*

*Asimismo, los agentes que presten servicios auxiliares deberán separar los costos, gastos, activos, ingresos y demás saldos y cuentas relacionadas con dicha prestación, de los saldos y cuentas de las actividades de distribución, transmisión y generación que prestan.*

*En caso de que esa separación no sea posible, los ingresos relacionados con la prestación de servicios auxiliares se considerarán en el cálculo de las tarifas de generación, transmisión y distribución que prestan como otros ingresos.*

## 7. IMPLICACIONES CONTRACTUALES

Para la implementación y aplicación de la tarifa y liquidación de los servicios auxiliares en el caso de los generadores privados, previamente, debe el Instituto Costarricense de Electricidad proceder a revisar los contratos vigentes para generar las adendas respectivas, en el caso de los contratos preexistentes, con el fin de que se les aplique esta metodología tarifaria, una vez superado el proceso de eficacia de dichas adendas, sin perjuicio de lo que contractualmente decida el ICE en cada caso particular según corresponda.

## 8. VIGENCIA DE LA METODOLOGÍA

Esta metodología entrará a regir en el momento en que rijan los procedimientos técnicos que se requiere para que el OS/OM realice la planeación, operación, asignación, supervisión, evaluación y administración de los servicios auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), es decir en el momento que esta Autoridad Reguladora los apruebe de conformidad con lo establecido en esta metodología tarifaria y en el “Reglamento Técnico de los servicios auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional” (AR-RT-SASEN), aprobado mediante resolución RE-0140-JD-2019.

Para el caso de los generadores privados, la Intendencia de Energía debe verificar que las adendas contractuales (en caso de corresponder) sean eficaces y lo consignará dentro del expediente donde se tramita el refrendo del contrato y sus adendas, a partir de lo cual entrará en vigencia de esta metodología para estos agentes.

## 9. GLOSARIO DE ECUACIONES Y VARIABLES

### Glosario de ecuaciones

Ecuación No.	Descripción	Detalle
1	Tarifa para regulación secundaria	$T_{rs} = \frac{\sum_{p=1}^p (E_{RS})}{\sum_{p=1}^p (E_{Ae})} * T_g$
2	Energía anual estimada que podría haber generado cada planta que presta el servicio	$E_{Ae} = E_{ag} + E_{RS} * fp$
3	Tarifa para regulación terciaria	$T_{rt} = \frac{\sum_{p=1}^p \frac{COMD_p + k_e(AFNOR_p)}{E_{rtp}}}{\sum_{p=1}^p}$

<b>4</b>	Tarifa aplicable al servicio auxiliar de demanda interrumpible	$T_{di} = \frac{\sum_{e=1}^E IT_{ge}}{\sum_{e=1}^E VT_{ge}}$
<b>5</b>	Liquidaciones mensuales: Ingresos requeridos para remunerar los servicios auxiliares relacionados con regulación secundaria, regulación terciaria y demanda interrumpible	$IR = \sum ((T_{rs} * E_{rsm}) + (T_{rt} * E_{rtm}) + (T_{di} * E_{dim}))$
<b>6</b>	Liquidaciones mensuales: Ingresos requeridos para remunerar los servicios auxiliares como la suma de los Ingresos requeridos del sistema de distribución y del sistema de generación.	$IR = IRd + IRg$
<b>7</b>	Liquidaciones mensuales: Ingresos requeridos asignables al sistema de distribución	$IRd = IR * \left( \frac{\sum_{i=1}^I  Desvd_i }{\sum_{i=1}^I  Desvd_i  + \sum_{i=1}^I  Desvg_i } \right)$
<b>8</b>	Liquidaciones mensuales: Ingresos requeridos asignables al sistema de generación	$IRg = IR * \left( \frac{\sum_{i=1}^I  Desvg_i }{\sum_{i=1}^I  Desvd_i  + \sum_{i=1}^I  Desvg_i } \right)$

<b>Ecuación No.</b>	<b>Descripción</b>	<b>Detalle</b>
<b>9</b>	Liquidaciones mensuales: Pago de cada sistema de distribución	<i>Pago de cada sistema de distribución</i> $IRd \times \% Desvd_i$
<b>10</b>	Porcentaje de las desviaciones horarias en un mes entre predespachos y demanda real horaria de cada empresa distribuidora i respecto el total de desviaciones de demanda de todas las empresas distribuidoras.	$\%Desvd_i = \frac{ Desvd_i }{\sum_{i=1}^I  Desvd_i }$
<b>11</b>	Liquidaciones mensuales: Pago de cada sistema de generación	<i>Pago de cada sistema de generación</i> $IRg \times \% Desvg_i$
<b>12</b>	Porcentaje de las desviaciones horarias en un mes entre predespachos y generación real horaria de los agentes generadores i respecto al total de desviaciones de generación de todos los agentes generadores. Se excluyen las desviaciones de las plantas que prestan servicios auxiliares tarifables.	$\%Desvg_i = \frac{ Desvg_i }{\sum_{i=1}^I  Desvg_i }$
<b>13</b>	Liquidaciones mensuales: Remuneración del prestador	<i>Remuneración del prestador</i> $= IR \times \% Esa$

<b>14</b>	Liquidaciones mensuales: Corresponde al porcentaje que representa la Reserva mensual de energía en MWh prestada por servicio auxiliar en el mes a liquidar.	$\%E_{sa} = \frac{E_{sa}}{\sum_{sa=1}^{SA} E_{sa}}$
-----------	---	---

### Glosario de variables

VARIABLE	DEFINICIÓN
$T_{rs}$	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 o terciaria.
$T_{rt}$	Tarifa para la regulación terciaria
COMD	Suma de los costos de operación, mantenimiento y depreciación anuales de los prestadores el servicio auxiliar de regulación secundaria o 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
AFNOR	Activo fijo neto en operación revaluado que contempla la inversión de los prestadores del servicio auxiliar (...) y que es necesaria para prestar esos servicios, a valor de mercado revaluado
$E_{rtp}$	Reserva anual de energía en MWh para regulación terciaria de cada planta que presta el servicio.

$T_{di}$	Tarifa aplicable al servicio auxiliar de demanda interrumpible
$IT_{ge}$	Sumatoria de los ingresos totales anuales del sistema de generación de cada empresa eléctrica
$VT_{ge}$	Sumatoria de las ventas de energía totales anuales en kWh de cada empresa de generación de electricidad
$ge$	Sistema de generación de cada empresa eléctrica
$e$	Subíndice que denota las empresas distribuidoras de energía eléctrica que cuentan con su propio sistema de generación

VARIABLE	DEFINICIÓN
IR	Ingresos requeridos para remunerar los servicios auxiliares relacionados con regulación secundaria, regulación terciaria y demanda interrumpible.
$E_{rsm}$	Reserva de energía en MWh para regulación secundaria, se calcula como la sumatoria de la reserva de energía en MWh de todas las plantas que prestaron el servicio durante el mes a liquidar.
$E_{rtm}$	Reserva de energía en MWh para regulación terciaria, se calcula como la sumatoria de la reserva de energía en MWh de todas las plantas que prestaron el servicio durante el mes a liquidar.
$E_{dim}$	Reserva de energía en MWh de demanda interrumpible, predespachada por el OS/OM, durante el mes a liquidar.
IRd	Ingresos requeridos asignables al sistema de distribución.
IRg	Ingresos requeridos asignables al sistema de generación.
$ Desvd_i $	Valor absoluto de la totalidad de las desviaciones horarias en un mes entre predespachos y la demanda real horaria de cada empresa distribuidora $i$ .
$ Desvg_i $	Valor absoluto de la totalidad de las desviaciones horarias en un mes entre predespachos y generación real horaria de cada agente generador $i$ . Se excluyen las desviaciones de las plantas que prestan servicios auxiliares tarifables.
$i$	El subíndice $i$ corresponde a cada agente distribuidor o generador de energía eléctrica que incurra en desviaciones en el periodo a liquidar.
$\% Desvd_i $	Porcentaje de las desviaciones horarias en un mes entre predespachos y demanda real horaria de cada empresa distribuidora $i$ respecto el total de desviaciones de demanda de todas las empresas distribuidoras.

$\% Desvg_i $	Porcentaje de las desviaciones horarias en un mes entre predespachos y generación real horaria de los agentes generadores i respecto al total de desviaciones de generación de todos los agentes generadores. Se excluyen las desviaciones de las plantas que prestan servicios auxiliares tarifables.
$\%E_{sa}$	Corresponde al porcentaje que representa la Reserva mensual de potencia en MWh prestada por servicio auxiliar en el mes a liquidar.
$E_{sa}$	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.

(...)"

- II. Tener como respuesta a los opositores que participaron en la audiencia pública realizada el 11 de mayo de 2021, lo señalado en el Informe IN-0014-CDR-2021 y agradecer la valiosa participación de todos en este proceso.
- III. Instruir a la Secretaría de Junta Directiva, de acuerdo con las funciones establecidas en el RIOF, publicar en el diario oficial La Gaceta, la *"Metodología Tarifaria para la Remuneración de los Servicios Auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN)"*
- IV. Instruir a la Administración para que desarrolle un plan de trabajo para la operativización por primera vez de esta Metodología tarifaria en el ámbito de las competencias que le correspondan.
- V. Instruir a la Intendencia de Energía de Aresep, encargada de fijar las tarifas del sector eléctrico, realizar las gestiones que deben ejecutar los prestadores de servicio sujetos a esta metodología para su adecuada aplicación.
- VI. Instruir a la Intendencia de Energía de Aresep, encargada de fijar tarifas del sector eléctrico, calcular de oficio las tarifas de servicios auxiliares, de conformidad con esta metodología una vez que entre a regir y se aprueben los respectivos procedimientos técnicos.
- VII. Instruir a la Administración realizar las gestiones necesarias para incluir en los reglamentos técnicos que regulan el sector de energía eléctrica, el tratamiento de las desviaciones de energía eléctrica, que resulten en posibles faltas que generen cargos o sanciones distintas a la liquidación que se aplicaría con esta metodología.

**VIII.** Ordenar a la Intendencia de Energía de Aresep, establecer las estructuras tarifarias de generación, transmisión y distribución necesarias para que la ponderación de energía y potencia se adecúen a las necesidades del sistema.

En cumplimiento de lo que ordena el artículo 245 de la Ley General de la Administración Pública, contra la presente resolución cabe el recurso ordinario de reposición o reconsideración, el cual deberá interponerse en el plazo de tres días contados a partir del día siguiente a la notificación, y el recurso extraordinario de revisión, el cual deberá interponerse dentro de los plazos señalados en el artículo 354 de la citada ley. Ambos recursos deberán interponerse ante la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, a quien corresponde resolverlos.

Rige a partir de su publicación en el diario oficial La Gaceta.

**PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE.**

Roberto Jiménez Gómez, Presidente.—Alfredo Cordero Chinchilla, Secretario.—  
1 vez.—( IN2021578726 ).