



Diario Oficial

LA GACETA

Costa Rica

145 años



ALCANCE N° 86 A LA GACETA N° 83

Año CXLV

San José, Costa Rica, viernes 12 de mayo del 2023

318 páginas

PODER EJECUTIVO

DECRETOS

ACUERDOS

REGLAMENTOS

MUNICIPALIDADES

INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS

**AUTORIDAD REGULADORA
DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS**

NOTIFICACIONES

PODER JUDICIAL

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

JUNTA DIRECTIVA

RESOLUCIÓN RE-0076-JD-2023 ESCAZÚ, A LAS DIECIOCHO HORAS Y ONCE MINUTOS DEL CUATRO DE MAYO DE DOS MIL VEINTITRÉS

**METODOLOGÍA TARIFARIA DERIVADA DE LA LEY N.º 10086 REFERENTE A:
A) FIJACIÓN DE LOS CARGOS DE INTERCONEXIÓN A LAS REDES DE
DISTRIBUCIÓN APLICABLE A LOS RECURSOS ENERGÉTICOS
DISTRIBUIDOS, B) TARIFA DE ACCESO A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN
POR PARTE DEL GENERADOR DISTRIBUIDO, C) COMPRA-VENTA DE
EXCEDENTES Y RECONOCIMIENTO ECONÓMICO ENTRE EMPRESAS
DISTRIBUIDORAS, ASÍ COMO POR PARTE DE LOS GENERADORES
DISTRIBUIDOS A LA EMPRESA DISTRIBUIDORA, D) RECONOCIMIENTO DE
LOS COSTOS, RENTABILIDAD, INVERSIONES Y CANON EN QUE INCURREN
LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS PARA LA INTEGRACIÓN DE RECURSOS
ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS AL SEN (TARIFA T-DER)**

EXPEDIENTE IRM-006-2022

RESULTANDO:

- I. Que el 15 de abril de 2011, mediante la directriz N.º 14-MINAET, publicado en el Alcance Digital N.º 22 de La Gaceta N.º 74, la Presidencia de la República y el Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones (MINAET) emiten la directriz *“Dirigida a los integrantes del subsector electricidad para incentivar el desarrollo de sistemas de generación de electricidad con fuentes renovables de energía en pequeña escala para el autoconsumo”*.
- II. Que el 31 de marzo de 2014, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Aresep), mediante el acuerdo 01-19-2014 de la sesión ordinaria 19-2014, celebrada el 31 de marzo de 2014, dictó la Norma técnica para la Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional (AR-NT-POASEN), publicada en el Alcance N.º 12 a La Gaceta N.º 69 del 8 de abril de 2014.
- III. Que el 12 de febrero de 2015, la Junta Directiva mediante la resolución RJD-018-2015, aprobó la *“Metodología para fijar el precio de liquidación de energía entregada al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), por parte de los micro y mini generadores adscritos a la Norma POASEN”*. Dicha metodología, fue publicada en La Gaceta N.º 43, del 3 de marzo de 2015.

- IV. Que el 26 de febrero de 2015, la Junta Directiva mediante la resolución 021-RJD-2015, aprobó la *“Metodología de fijación del precio o cargo por acceso a las redes de distribución de generadores a pequeña escala para autoconsumo que se integren al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) con fundamento en la norma AR-NT-POASEN”*. Dicha metodología, fue publicada en el Alcance Digital N°14 a La Gaceta N.º 46, del 6 de marzo del 2015.
- V. Que el 26 de febrero de 2015, la Junta Directiva mediante la resolución RJD-022-RJD-2015, aprobó la *“Metodología de fijación del precio o cargo básico por interconexión de generadores a pequeña escala para autoconsumo, con el sistema eléctrico Nacional (SEN) con fundamento en la norma AR-NT-POASEN”*. Dicha metodología, fue publicada en el Alcance Digital N° 14 a La Gaceta N.º 46, del 6 de marzo del 2015.
- VI. Que el 12 de mayo de 2015, la Intendencia de Energía (IE) mediante la resolución RIE-054-2015, fijó los precios de liquidación de la energía entregada al SEN, por parte de las empresas distribuidoras para el año 2015. (Expediente ET-022-2015)
- VII. Que el 15 de mayo de 2015, el ministro de Ambiente y Energía, mediante el oficio N° DM-552-2015, realizó consulta a la Procuraduría General de la República (PGR) sobre el tema de generación distribuida para autoconsumo. Esta consulta fue ampliada mediante oficio N° DM-489-2015, del 1 de junio de 2015.
- VIII. Que el 29 de mayo de 2015, la IE mediante la resolución RIE-058-2015, resolvió fijar las tarifas por concepto de acceso a la red de distribución de generadores a pequeña escala para autoconsumo, que se integren a la Sistema Eléctrico Nacional (SEN). (Expediente ET-023-2015)
- IX. Que el 29 de mayo de 2015, la IE mediante la resolución RIE-059-2015, resolvió fijar los cargos por interconexión para generadores a pequeña escala para autoconsumo que se integren a la Sistema Eléctrico Nacional, (SEN) aplicable a todas las empresas distribuidoras según el tipo de medidor. (Expediente ET-024-2015)
- X. Que el 4 de junio de 2015, la Junta Directiva mediante el acuerdo 04-24-2015 de la sesión 24-2015, realizó una modificación de la normativa técnica para la Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional (AR-NT-POASEN).
- XI. Que el 25 de junio de 2015, la PGR mediante el dictamen C-165-2015, brindó su criterio en relación con la generación distribuida su regulación y necesidad de concesión, ante la consulta realizada por el Ministerio de Ambiente y Energía en el oficio N° DM-552-2015 del 15 de mayo de 2015.

- XII.** Que el 8 de octubre de 2015, la Presidencia de la República y el Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE), mediante el Decreto N° 39220-MINAE, publicado en La Gaceta N.º 186 del 8 de octubre de 2015, decretaron el *“Reglamento Generación Distribuida para Autoconsumo con Fuentes Renovables Modelo de Contratación Medición Neta Sencilla”*.
- XIII.** Que el 15 de octubre de 2015, se publicó en La Gaceta N° 200 el Decreto Ejecutivo N° 39219-MINAE, el cual declaró de interés público y con rango de Política Pública Sectorial, la ejecución de las acciones establecidas en el *“VII Plan Nacional de Energía 2015-2030”*.
- XIV.** Que el 18 de febrero de 2016, la Junta Directiva mediante la resolución RJD-30-2016 publicada en La Gaceta N.º 69 del 23 de febrero de 2016, aprobó los ajustes a las normas técnicas y metodologías tarifarias aplicables a la generación distribuida para autoconsumo, incluyendo la aprobación de la *“Metodología de fijación para la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del productor-consumidor”* y la derogación de la resolución RJD-021-2015, correspondiente a la *“Metodología de Fijación del Precio o Cargo por Acceso a las Redes de Distribución de Generadores a Pequeña Escala para Autoconsumo que se integren al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), con fundamento en la norma AR-NT-POASEN”*.
- XV.** Que el 18 de marzo de 2016, la IE mediante la resolución RIE-036-2016, publicada en el Alcance Digital N.º 46 de La Gaceta N.º 61 del 30 de marzo de 2016, aplicó por primera vez la *“Metodología Fijación de tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del productor-consumidor”*.
- XVI.** Que el 19 de noviembre de 2018, el Regulador General mediante el oficio OF-1028-RG-2018, solicitó la integración de la fuerza de tarea para el análisis del marco regulatorio aplicable a generación distribuida e identificación de oportunidades de mejora.
- XVII.** Que el 16 de enero de 2019, la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación (DGCDR) mediante el oficio OF-0014-CDR-2019, solicitó la apertura de expediente (PIRM) para trámite del *“Análisis de oportunidades de mejora regulatoria relacionados con los recursos distribuidos”*, el número de expediente asignado para uso interno es PIRM-001-2019. (Folio 1, expediente PIRM-001-2019)
- XVIII.** Que el 8 de febrero de 2019, la DGCDR mediante el oficio OF-0040-CDR-2019, solicitó a las empresas distribuidoras la información de fechas de contrato de los generadores distribuidos. (Folio 55, expediente PIRM-001-2019)
- XIX.** Que el 11 de febrero de 2019, el Regulador General mediante el oficio OF-0110-RG-2019, solicitó una propuesta que se centre en la identificación de oportunidades de mejora del marco legal y regulatorio aplicable a generación

distribuida, y proponer las modificaciones que se consideren necesarias para la apropiada integración de los recursos distribuidos al SEN. (Folio 45, expediente PIRM-001-2019)

- XX.** Que el 1 de marzo de 2019, la DGCDR mediante el oficio OF-0085-CDR-2019, nombró la fuerza de tarea encargada de desarrollar la propuesta solicitada por el Regulador General, mediante el oficio OF-0110-RG-2019. (Folio 44, expediente PIRM-001-2019)
- XXI.** Que el 20 de mayo de 2019, la DGCDR mediante el oficio OF-0243-CDR-2019, inició el proceso de trámite para la contratación número de procedimiento 2019LA-000011-0008300001, con el fin de determinar los criterios técnicos y posibles métodos de cálculo para definir los cargos por acceso y disponibilidad del abonado-productor a la red de distribución y los límites para la integración de la generación distribuida al sistema eléctrico nacional.
- XXII.** Que el 24 de mayo de 2019, la DGCDR mediante el oficio OF-0262-CDR-2019, remitió la respuesta al oficio OF-0110-RG-2019, en este documento se adjunta un informe con un conjunto de propuestas concretas en temas específicos del quehacer regulatorio. (Folio 75, expediente PIRM-001-2019)
- XXIII.** Que el 22 de julio de 2019, la Contraloría General de la República (CGR) mediante el oficio DFOE-AE-0344, remitió el Informe N° DFOE-AE-IF-00008-2019, Auditoría operativa coordinada sobre energías renovables en el sector eléctrico. En el cual se indica *“A ROBERTO JIMÉNEZ GÓMEZ EN SU CALIDAD DE REGULADOR GENERAL DE LA AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS O A QUIEN EN SU LUGAR OCUPE EL CARGO 4.8. Desarrollar una solución integral que asegure la correcta asignación de los costos, de acuerdo con los diferentes usos y requerimientos que tienen los usuarios del servicio eléctrico, en las tarifas de uso de la red para la generación distribuida, de conformidad con los artículos 5 y 31 de la Ley N° 7593 y el 39 del Decreto Ejecutivo N° 39220-MINAE. Remitir a la Contraloría General un informe de avance cada seis meses iniciando el 30 de enero de 2020 y la resolución en la que se apruebe la solución integral, a más tardar el 31 de julio de 2022.”* (Folios 13-40, expediente OT-695-2019)
- XXIV.** Que el 2 de marzo de 2020, mediante el oficio OF-0072-CDR-2020, se remitió al equipo consultor de la Universidad Pontificia Comillas, la orden de inicio de ejecución de la contratación 2019LA-000011-0008300001, cuyo principal objetivo consiste en determinar los criterios técnicos y posibles métodos de cálculo para definir los cargos por acceso y disponibilidad del abonado-productor a la red de distribución. (Folio 415, expediente PIRM-005-2021)

- XXV.** Que el 18 de setiembre de 2020, mediante el entregable N° 10, el Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad Pontificia Comillas, de España, consultores a cargo de la contratación 2019LA-000011-0008300001, entregó el informe final del estudio realizado. (Folios 416-683, expediente PIRM-005-2021)
- XXVI.** Que el 2 de noviembre de 2020, la DGCDR mediante el oficio OF-0615-CDR-2020, propuso al Regulador General la integración de la fuerza de tarea para atender las recomendaciones de la CGR señaladas en el oficio DFOE-AE-IF-00008-2019, sobre la auditoría de energías renovables en el sector eléctrico (generación distribuida) y atención de posibles cambios en la regulación de esta actividad. (Folios 412-413, expediente PIRM-005-2021)
- XXVII.** Que el 10 de noviembre de 2020, el Regulador General mediante el Memorando ME-1704-RG-2020 aprobó la conformación de la fuerza de tarea, según los oficios OF-594-CDR-2020, OF-595-CDR-2020 y OF-615-CDR-2020 (Folio 46, expediente PIRM-005-2021)
- XXVIII.** Que el 13 de enero de 2021, el Regulador General mediante el oficio OF-0021-RG-2021, dirigido a las empresas distribuidoras de electricidad, solicitó información necesaria para el desarrollo de las metodologías. (Folios 47-49, expediente PIRM-005-2021)
- XXIX.** Que el 14 de enero de 2021, la Junta Administradora del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC), mediante los oficios GG-035-2021 y OPER-060-2021, remitió la información solicitada en el oficio OF-0021-RG-2021. (Folios 50-51, expediente PIRM-005-2021)
- XXX.** Que el 25 de enero de 2021, la Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste R.L. (Coopeguanacaste) mediante el oficio COOPEGTE GG26, remitió respuesta sobre la información solicitada en el oficio OF-0021-RG-2021. (Folios 55-56, expediente PIRM-005-2021)
- XXXI.** Que el 26 de enero de 2021, el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) mediante el oficio 1001-11-2021, remitió la información solicitada en el oficio OF-0021-RG-2021. (Folios 57-59, expediente PIRM-005-2021)
- XXXII.** Que el 27 de enero de 2021, la Cooperativa de Electrificación Rural de Los Santos (Coopesantos) mediante el oficio CSGG-015-2021, remitió la información solicitada en el oficio OF-0021-RG-2021. (Folios 60-61, expediente PIRM-005-2021)
- XXXIII.** Que el 27 de enero de 2021, la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH), mediante el oficio GD-ESPH/GER-049-2021, remitió la información solicitada en el oficio OF-0021-RG-2021. (Folio 62, expediente PIRM-005-2021)

- XXXIV.** Que el 27 de enero de 2021, la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) mediante el oficio 2001-0097-2021, remitió la información solicitada en el oficio OF-0021-RG-2021. (Folios 63-65 expediente PIRM-005-2021)
- XXXV.** Que el 11 de febrero de 2021, la Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos (Coopelesca), mediante el oficio GG-044-2021, remitió la información solicitada en el oficio OF-0021-RG-2021. (Folios 66-68, expediente PIRM-005-2021)
- XXXVI.** Que el 12 de febrero de 2021, la Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruiz (Coopealfaroruiz) mediante el oficio GG-008-2021, remitió la información solicitada en el oficio OF-0021-RG-2021. (Folios 69-70, expediente PIRM-005-2021)
- XXXVII.** Que el 20 de abril de 2021, la DGCDR mediante el oficio OF-0099-CDR-2021, dirigido a Coopealfaroruiz, solicitó información específica para obtener las curvas de carga de los abonados que poseen generación distribuida. (Folios 6-7, expediente PIRM-005-2021)
- XXXVIII.** Que el 20 de abril de 2021, la DGCDR mediante el oficio OF-0100-CDR-2021, dirigido a Coopelesca, solicitó información específica para obtener las curvas de carga de los abonados que poseen generación distribuida. (Folios 3-4, expediente PIRM-005-2021)
- XXXIX.** Que el 20 de abril de 2021, la DGCDR mediante el oficio OF-0101-CDR-2021, dirigido a Coopesantos, solicitó información específica, para obtener las curvas de carga de los abonados que poseen generación distribuida. (Folios 9 -10, expediente PIRM-005-2021)
- XL.** Que el 20 de abril de 2021, la DGCDR mediante el oficio OF-0102-CDR-2021, dirigido a la ESPH, solicitó información específica para obtener las curvas de carga de los abonados que poseen generación distribuida. (Folios 12-13, expediente PIRM-005-2021)
- XLI.** Que el 26 de abril de 2021, la DGCDR mediante el oficio OF-0113-CDR-2021, dirigido a Coopeguanacaste, solicitó información específica para obtener las curvas de carga de los abonados que poseen generación distribuida. (Folios 15-16, expediente PIRM-005-2021)
- XLII.** Que el 26 de abril de 2021, la DGCDR mediante el oficio OF-0116-CDR-2021, dirigido a la JASEC, solicitó información específica para obtener las curvas de carga de los abonados que poseen generación distribuida. (Folios 18-19, expediente PIRM-005-2021)
- XLIII.** Que el 27 de abril de 2021, la DGCDR mediante el oficio OF-0117-CDR-2021, dirigido al ICE, solicitó información específica para obtener las curvas de carga de los abonados que poseen generación distribuida. (Folios 21-22, expediente PIRM-005-2021)

- XLIV.** Que el 30 de abril de 2021, la DGCDR mediante el oficio OF-0120-CDR-2021, dirigido a la CNFL, solicitó información específica para obtener las curvas de carga de los abonados que poseen generación distribuida. (Folios 24-25, expediente PIRM-005-2021)
- XLV.** Que el 13 de mayo de 2021, la DGCDR mediante el oficio OF-0131-CDR-2021, informó al Regulador General sobre confirmación y ajuste de fuerzas de trabajo, proponiendo como integrantes de la “*Metodología tarifaria para peajes de distribución y generación distribuida*” a Tony Méndez Parrales como coordinador, y en calidad de integrantes a: Ariel Solórzano Gutiérrez, Edwin Canessa Aguilar, Edgar Cubero Castro, Edwin Espinoza Mekbel, Álvaro Barrantes Chaves, Allan Quesada Rojas y Luis Miguel Alfaro Paniagua. (Folios 71-78, expediente PIRM-005-2021)
- XLVI.** Que el 17 de mayo de 2021, el Regulador General mediante el oficio OF-0302-RG-2021, otorgó visto bueno a la integración de las fuerzas de tarea de acuerdo con el detalle del oficio OF-0131-CDR-2021. (Folio 79, expediente PIRM-005-2021)
- XLVII.** Que el 21 de mayo de 2021, el ICE mediante el oficio 5500-0755-2021, remitió la información de curvas de carga de usuarios con generación distribuida correspondiente al mes de abril. (Folio 80, expediente PIRM-005-2021)
- XLVIII.** Que el 25 de mayo de 2021, Coopealfaroruz mediante el oficio COOPEALFARO-GG026-2021, remitió la información de curvas de carga de usuarios con generación distribuida correspondiente al mes de abril de 2021. (Folio 81, expediente PIRM-005-2021)
- XLIX.** Que el 20 de agosto de 2021, mediante el informe IN-0023-CDR-2021, se remitió al director de la DGCDR el informe preliminar de la propuesta conceptual de “*Metodología tarifaria de fijación para la tarifa de acceso e interconexión a las redes de distribución por parte del productor-consumidor*”, de acuerdo con el procedimiento vigente para desarrollar y modificar modelos tarifarios y reglamentos técnicos DR-PO-03. (Folio 84, expediente PIRM-005-2021)
- L.** Que el 23 de agosto de 2021, mediante el oficio OF-0215-CDR-2021, se remitió a la IE el informe preliminar de la propuesta conceptual de “*Metodología tarifaria de fijación para la tarifa de acceso e interconexión a las redes de distribución por parte del productor-consumidor*” y se convocó al equipo técnico de dicha Intendencia, a la sesión de análisis el 24 de agosto de 2021. (Folio 83, expediente PIRM-005-2021)

- LI.** Que el 24 de agosto de 2021, la DGCDR mediante el oficio OF-0217-CDR-2021, solicitó a las empresas distribuidoras información de costos de interconexión para generadores distribuidos. (Folio 97, expediente PIRM-004-2021)
- LII.** Que el 15 de setiembre de 2021, mediante el oficio OF-0693-IE-2021, la IE remitió a la fuerza de tarea las observaciones al informe IN-0023-CDR-2021 Informe preliminar de la propuesta conceptual de *“Metodología tarifaria de fijación para la tarifa de acceso e interconexión a las redes de distribución por parte del generador distribuido”*. (Folio 210, expediente PIRM-005-2021)
- LIII.** Que el 17 de setiembre de 2021, la Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A. (ESPH) mediante correo electrónico, remitió la información solicitada en el oficio OF-0217-CDR-2021. (Folio 225, expediente PIRM-004-2021)
- LIV.** Que el 17 de setiembre de 2021, el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), mediante el oficio 0510-989-2021, remitió la información solicitada en el oficio OF-0217-CDR-2021. (Folio 108, expediente PIRM-004-2021)
- LV.** Que el 20 de setiembre de 2021, la Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste (Coopeguanacaste), mediante el oficio COOPEGTE GG255, remitió respuesta sobre la información solicitada en el oficio OF-0217-CDR-2021. (Folio 111, expediente PIRM-004-2021)
- LVI.** Que el 23 de setiembre de 2021, la Cooperativa de Electrificación Rural de Los Santos (Coopesantos) mediante el oficio CSGG-255-09-2021, remitió la información solicitada en el oficio OF-0217-CDR-2021. (Folio 112, expediente PIRM-004-2021)
- LVII.** Que el 29 de setiembre de 2021, la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC), mediante el oficio OPER-213-2021, remitió la información solicitada en el oficio OF-0217-CDR-2021. (Folios 219, expediente PIRM-004-2021)
- LVIII.** Que el 30 de setiembre de 2021, la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) mediante el oficio 2001-1067-2021, remitió la información solicitada con el oficio en el oficio OF-0217-CDR-2021. (Folio 113, expediente PIRM-004-2021)
- LIX.** Que el 15 de octubre de 2021, en el Alcance N.º 209 a La Gaceta N.º 199, se publicó la resolución RE-0206-JD-2021 del 5 de octubre de 2021, mediante la cual la Junta Directiva de Aresap aprobó la *“Política Regulatoria de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos”*, la cual se basa en 5 pilares fundamentales: (a) regulación con enfoque de derechos; (b) regulación para la calidad de los servicios públicos; (c) regulación que promueva la eficiencia; (d) regulación con propósito; (e) regulación comprometida con el desarrollo sostenible; y (f) regulación independiente y coordinada con el entorno.

- LX.** Que el 19 de octubre de 2021, la Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos (Coopelesca), mediante el oficio Coopelesca-GG-572-2021, remitió la información solicitada en el oficio OF-0217-CDR-2021. (Folios 220, expediente PIRM-004-2021)
- LXI.** Que el 22 de octubre de 2021, la DGCDR mediante el oficio OF-0287-CDR-2021, solicitó a las empresas distribuidoras ampliación de información de los costos de interconexión para generadores distribuidos. (Folio 116, expediente PIRM-004-2021)
- LXII.** Que el 1 de noviembre de 2021, JASEC mediante el oficio OPER-255-2021, remitió la información solicitada en el oficio OF-0287-CDR-2021. (Folios 116 a 118, expediente PIRM-004-2021)
- LXIII.** Que el 5 de noviembre de 2021, la Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruiz (Coopealfaroruz) mediante el oficio COOPEALFARORUIZ-GG0075-2021, remitió la información solicitada en el oficio OF-0217-CDR-2021. (Folios 226, expediente PIRM-004-2021)
- LXIV.** Que el 5 de noviembre de 2021, el ICE mediante el oficio 0510-1236-2021, remitió la información solicitada en el oficio OF-0287-CDR-2021. (Folios 221, expediente PIRM-004-2021)
- LXV.** Que el 5 de noviembre de 2021, Coopesantos mediante el oficio CSGG-290-11-2021, remitió la información solicitada en el oficio OF-0287-CDR-2021. (Folios 222, expediente PIRM-004-2021)
- LXVI.** Que el 5 de noviembre de 2021, la CNFL mediante el oficio 2001-1277-2021, remitió la información solicitada en el oficio OF-0287-CDR-2021. (Folios 223, expediente PIRM-004-2021)
- LXVII.** Que el 8 de noviembre de 2021, Coopeguanacaste mediante el oficio COOPEGTE GG310, remitió respuesta sobre la información solicitada en el oficio OF-0287-CDR-2021. (Folios 224, expediente PIRM-004-2021)
- LXVIII.** Que el 10 de noviembre de 2021, Coopelesca, mediante el oficio Coopelesca-GG-618-2021, remitió la información solicitada en el oficio OF-0287-CDR-2021. (Folios 120, expediente PIRM-004-2021)
- LXIX.** Que el 11 de noviembre de 2021, la ESPH, mediante el oficio GER-727-2021, remitió la información solicitada en el oficio OF-0287-CDR-2021. (Folios 229, expediente PIRM-004-2021)
- LXX.** Que el 07 de diciembre de 2021, el Regulador General mediante el oficio OF-0913-RG-2021, remite el detalle de confirmación y ajuste de la Fuerza de tarea encargado de desarrollar los instrumentos regulatorios requeridos a la luz del proyecto Ley N.º 22009. (Folio 11, expediente PIRM-006-2022)

- LXXI.** Que el 7 de enero de 2022, fue publicada en el Alcance Digital N°3 a la Gaceta N° 3 la Ley N°. 10086 *“Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables”*.
- LXXII.** Que el 3 de febrero de 2022, mediante el oficio OF-0019-CDR-2022, el director general del CDR, remitió al Regulador General para su valoración y aprobación el informe técnico IN-0003-CDR-2022, con la propuesta conceptual de la *“Metodología tarifaria de fijación para la tarifa de acceso e interconexión a las redes de distribución por parte del generador distribuido”*. (Folio 213, expediente PIRM-005-2021)
- LXXIII.** Que el 7 de marzo de 2022, mediante el oficio OF-0139-RG-2022 el Regulador General dio el aval a la propuesta conceptual de *“Metodología tarifaria de fijación para la tarifa de acceso e interconexión a las redes de distribución por parte del generador distribuido”*. (Folios 217, expediente PIRM-004-2021 y folio 304 expediente PIRM-005-2021)
- LXXIV.** Que el 10 de marzo de 2022, mediante el oficio OF-0057-CDR-2022 la DGCDR remitió a la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) y a la IE el informe IN-0012-CDR-2022 Informe técnico de *“Metodología tarifaria de fijación para la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido”*, para la respectiva valoración y observaciones. (Folios 105 al 107, expediente PIRM-005-2021)
- LXXV.** Que el 16 de marzo de 2022, mediante el oficio OF-0523-DGAU-2022, la DGAU remitió las observaciones del Informe técnico de *“Metodología tarifaria de fijación para la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido”*. (Folio 306, expediente PIRM-005-2021)
- LXXVI.** Que el 3 de mayo de 2022, mediante correo electrónico, la IE remitió las observaciones del Informe técnico de la *“Metodología tarifaria de fijación para la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido”*. (Folio 209, expediente PIRM-005-2021)
- LXXVII.** Que el 01 de junio de 2022, mediante el oficio OF-0178-CDR-2022, se remitió a la IE el informe preliminar de la propuesta conceptual de *“Metodología tarifaria de compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora”*. (Folios 5 al 06, expediente PIRM-005-2022)
- LXXVIII.** Que el 14 de junio de 2022, mediante el acuerdo 06-36-2022, del acta de la sesión ordinaria 36-2022, ratificada el 21 de junio de 2022, la Junta Directiva resolvió, por unanimidad de los votos de las personas miembros presentes: *“Ordenar a la Administración, que someta al procedimiento de audiencia pública previsto en el artículo 36 de la Ley 7593, la Propuesta de “Metodología tarifaria*

de fijación para la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido(...)”, remitida por la DGCDR, mediante el oficio OF-179-CDR-2022, del 6 de junio 2022.

- LXXIX.** Que el 17 de junio de 2022, la IE mediante correo electrónico remitió a la fuerza de tarea las observaciones al informe IN-0029-CDR-2022 Informe preliminar de la propuesta conceptual de *“Metodología tarifaria de compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora”*. (Folio 4, expediente PIRM-005-2022)
- LXXX.** Que el 24 de junio de 2022, la Secretaría de Junta Directiva, mediante el oficio OF-0448-SJD-2022 le comunicó, al DGCDR, DGAU y Departamento de Gestión Documental (DGD), el acuerdo 06-36-2022 a fin de que se realizara la convocatoria de una audiencia pública, para someter la propuesta ajustada de la *“Metodología tarifaria de fijación para la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido”*. (Folios del 2 al 105 del expediente IRM-004-2022)
- LXXXI.** Que el 29 de junio de 2022, mediante el oficio OF-0208-CDR-2022, el director general del CDR, remitió a la Reguladora General Adjunta para su valoración y aprobación el informe técnico IN-0037-CDR-2022 con la propuesta conceptual de la *“Metodología tarifaria de compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora”*. (Folio 99, expediente PIRM-005-2022)
- LXXXII.** Que el 29 de junio de 2022, mediante el oficio OF-0328-RGA-2022 la Reguladora General Adjunta dio el aval a la propuesta conceptual de la *“Metodología tarifaria de compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora”*. (Folio 486, expediente PIRM-005-2022)
- LXXXIII.** Que el 30 de junio de 2022, mediante el oficio OF-0211-CDR-2022, la DGCDR remitió a la Reguladora General Adjunta, en su condición de presidente de la Junta Directiva, el Informe Final IN-0038-CDR-2022 de la Propuesta de la *“Metodología tarifaria para la fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos”*, junto con sus anexos, y el proyecto de resolución de la Junta Directiva correspondiente, para su respectivo trámite. (Folio 278, expediente PIRM-004-2021)
- LXXXIV.** Que el 30 de junio de 2022, mediante el oficio OF-0331-RGA-2022, la Reguladora General Adjunta remitió a la Junta Directiva el oficio OF-0211-CDR-2022 y sus anexos, para conocimiento de la Propuesta de *“Metodología tarifaria para la fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos”*. (Folio 4, expediente IRM-006-2022)

- LXXXV.** Que el 7 de julio de 2022, mediante el oficio OF-0221-CDR-2022 la DGCDR remitió a la DGAU y a la IE el informe IN-0039-CDR-2022 Informe técnico de la *“Metodología tarifaria de compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora”* para la respectiva valoración y observaciones. (Folios 414 al 416, expediente PIRM-005-2022)
- LXXXVI.** Que el 14 de julio de 2022, se realizó la sesión explicativa de la propuesta de *“Metodología tarifaria de fijación para la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido”*.
- LXXXVII.** Que el 15 de julio de 2022, mediante el oficio OF-1463-DGAU-2022 la DGAU remitió las observaciones del Informe técnico de la *“Metodología tarifaria de compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora”*. (Folios 488 al 491, expediente PIRM-005-2022)
- LXXXVIII.** Que el 15 de julio de 2022, mediante correo electrónico la IE remitió las observaciones del Informe técnico de *“Metodología tarifaria de compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora”*. (Folio 333, expediente PIRM-005-2022)
- LXXXIX.** Que el 05 de agosto de 2022, mediante el oficio OF-0256-CDR-2022, la DGCDR remitió a la Reguladora General Adjunta, en su condición de presidente de la Junta Directiva, el IN-0041-CDR-2022 con el Informe final de la Propuesta de *“Metodología tarifaria de compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora”*, junto con sus anexos, y el proyecto de resolución de la Junta Directiva correspondiente, para su respectivo trámite. (Folio 260, expediente PIRM-005-2022)
- XC.** Que el 05 de agosto de 2022, mediante el oficio OF-0556-RGA-2022, la Reguladora General Adjunta remitió a la Junta Directiva el oficio OF-0256-CDR-2022 y sus anexos, , para su conocimiento, respecto a la propuesta de la *“Metodología tarifaria de compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora”*. (Folio 483, expediente IRM-006-2022)
- XCI.** Que el 8 de agosto de 2022, se realizó la audiencia pública de la propuesta de la *“Metodología tarifaria de fijación para la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido”* según consta en el acta de la audiencia pública AC-0373-DGAU-2022. (Folios del 276 al 297 del expediente IRM-004-2022)

- XCII.** Que el 12 de agosto de 2022, la DGAU, mediante el oficio IN-0591-DGAU-2022, se emitió el *“Informe de Oposiciones y Coadyuvancias”* presentadas durante la audiencia pública celebrada el 8 de agosto de 2022, respecto de la propuesta ajustada de la *“Metodología tarifaria de fijación para la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido”*. (Folios 298 al 299 del expediente IRM-004-2022)
- XCIII.** Que el 15 de setiembre de 2022, la fuerza de tarea designada, mediante el Informe IN-0051-CDR-2022, remitió al director del CDR el Informe de análisis de oposiciones y coadyuvancias de la propuesta de *“Metodología tarifaria de fijación para la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido”*. (Folios 304 al 454, expediente IRM-004-2022)
- XCIV.** Que el 16 de setiembre de 2022, la fuerza de tarea designada, mediante el Informe IN-00052-CDR-2022, recomendó, entre otras cosas, aprobar la *“Metodología tarifaria de fijación para la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido”*. (Folios 455 al 556, expediente IRM-004-2022)
- XCv.** Que el 20 de setiembre de 2022, la DGCDR, mediante el oficio OF-0317-CDR-2022, remitió a la Reguladora General Adjunta en su condición de presidenta de la Junta Directiva, el Informe técnico de la *“Metodología tarifaria de fijación para la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del Generador Distribuido”*, así como el *“Informe de respuesta a posiciones”*. (Folios 301-302, expediente IRM-004-2022)
- XCVI.** Que el 23 de setiembre de 2022, la SJD, mediante el memorando ME-0178-SJD-2022, trasladó a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria (DGAJR), los informes remitidos por la DGCDR mediante el oficio OF-0317-CDR-2022, para su respectivo análisis post audiencia pública. (Folio 556, expediente IRM-004-2022)
- XCvII.** Que el 05 de octubre de 2022, en cumplimiento de lo solicitado por la Reguladora General Adjunta mediante el oficio OF-0550-RGA-2022 y de acuerdo con lo especificado por el director general del CDR en el oficio OF-0253-CDR-2022, la fuerza de tarea remitió el informe IN-0059-CDR-2022 *“Análisis del Canon Relacionado con la Regulación de los recursos energéticos distribuidos en el marco de la Ley”*. (Folio 272, expediente PIRM-006-2022)
- XCvIII.** Que el 06 de octubre de 2022, mediante el oficio OF-0335-CDR-2022, se procedió con la solicitud de apertura del expediente preliminar PIRM-006-2022, relacionado con el desarrollo de una propuesta de metodología tarifaria para el

reconocimiento de los costos e inversiones en las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al sistema eléctrico nacional (Ley N.º 10086). (Folio 1, expediente PIRM-006-2022)

- XCIX.** Que el 14 de octubre de 2022, la DGAJR, mediante el oficio OF-0762-DGAJR-2022, emitió el análisis post audiencia pública de la propuesta de *“Metodología tarifaria de fijación para la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del Generador Distribuido”*. (Folios 557 al 571, Expediente IRM-004-2022)
- C.** Que el 17 de octubre de 2022, mediante el oficio OF-0347-2022, la Fuerza de Tarea encargada del desarrollo de la propuesta de *“Metodología tarifaria para el reconocimiento de los costos e inversiones en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN (Ley N.º 10086)”* solicitó al Director General del CDR tramitar la autorización para prescindir de algunas etapas y actividades del DR-PO-03 *“Procedimiento para desarrollar y modificar metodologías tarifarias y reglamentos técnicos”*, para el trámite de la propuesta de *“Metodología tarifaria para el reconocimiento de los costos e inversiones en las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN (Ley 10086)”*. (Folios 16 al 19, expediente PIRM-006-2022)
- CI.** Que el 17 de octubre de 2022, mediante el oficio OF-0348-CDR-2022, el director general del CDR, le remitió al Regulador General el citado oficio OF-0347-2022 recomendando prescindir de las algunas etapas del DR-PO-03. (Folio 13 al 14, expediente PIRM-006-2022)
- CII.** Que el 25 de octubre de 2022, mediante la resolución RE-0483-RG-2022, el Regulador General resolvió *“Prescindir, de conformidad con lo establecido en el Procedimiento “DR-PO-03, Procedimiento para desarrollar y modificar metodologías tarifarias y reglamentos técnicos” y por motivos de conveniencia, oportunidad y urgencia, de las actividades 4 a 11 de la etapa 7.1 “Propuesta conceptual” del DR-PO-03, dentro del desarrollo de la propuesta de “Metodología tarifaria para el reconocimiento de los costos e inversiones en las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al sistema eléctrico nacional (Ley No. 10086)”, que se tramita en el expediente PIRM-006-2022; para que se continúe con las actividades de la etapa 7.2 y siguientes de dicho procedimiento, según corresponda”*.
- CIII.** Que el 1 de noviembre de 2022, mediante el informe IN-0067-CDR-2022 la Fuerza de Tarea, remitió al director de la DGCDR el informe técnico preliminar de la propuesta de *“Metodología tarifaria para el reconocimiento de los costos e inversiones en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN (Ley N.º 10086)”* de acuerdo con el procedimiento vigente para desarrollar y modificar modelos tarifarios y reglamentos técnicos DR-PO-03. (Folios 30 al 114, expediente PIRM-006-2022)

- CIV.** Que el 1 de noviembre de 2022, mediante el oficio OF-0367-CDR-2022, la DGCDR remitió a la DGAU, al Consejero del Usuario y a la IE el informe IN-0067-CDR-2022, informe técnico preliminar de la propuesta de *“Metodología tarifaria para el reconocimiento de los costos e inversiones en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN (Ley N.º 10086)”* para la respectiva valoración y observaciones. (Folios 115 y 116, expediente PIRM-006-2022)
- CV.** Que el 3 de noviembre de 2022, mediante el oficio OF-2282-DGAU-2022, la DGAU indicó que no tiene observaciones a la propuesta de *“Metodología tarifaria para el reconocimiento de los costos e inversiones en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN (Ley N.º 10086)”*. (Folio 202, expediente PIRM-006-2022)
- CVI.** Que el 10 de noviembre de 2022, mediante el oficio OF-0938-IE-2022, la IE indicó que no tiene observaciones a la propuesta de *“Metodología tarifaria para el reconocimiento de los costos e inversiones en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN (Ley N.º 10086)”*. (Folio 204, expediente PIRM-006-2022)
- CVII.** Que el 10 de noviembre de 2022, mediante el oficio OF-0386-CDR-2022, la DGCDR remitió a la Regulador General, en su condición de presidente de la Junta Directiva, el Informe Final IN-0071-CDR-2022 con la propuesta de la *“Metodología tarifaria para el reconocimiento de los costos e inversiones en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN (Ley N.º 10086)”*, junto con sus anexos, y el correspondiente proyecto de resolución de la Junta Directiva, para su respectivo trámite. (Folios 383-384, expediente IRM-006-2022)
- CVIII.** Que el 15 de noviembre de 2022 mediante el acuerdo 07-84-2022, del acta de la sesión ordinaria 84-2022, la Junta Directiva resolvió, por mayoría, tres votos a uno, y declarado en firme por unanimidad solicitó a la DGCDR que lleve a cabo una integración, en una sola resolución, de las propuestas metodológicas relacionadas con generación distribuida.
- CIX.** Que 16 de noviembre de 2022, mediante oficio OF-0893-SJD-2022, la Secretaría de Junta Directiva comunicó al Regulador General y al DGCDR el acuerdo 07-84-2022, del acta de la sesión ordinaria 84-2022, celebrada el 15 de noviembre de 2022, para su debida atención. (Folio xxx, expediente PIRM-006-2022)

- CX.** Que 23 de noviembre de 2022, mediante el oficio OF-0401-CDR-2022, la DGCDR dio cumplimiento al citado acuerdo 07-84-2022. (Folio xxx, expediente PIRM-006-2022)
- CXI.** Que el 24 de noviembre de 2022, mediante el acuerdo 03-87-2022 del acta de la sesión extraordinaria 87-2022, la Junta Directiva acordó entre otras cosas: “1. *Instruir a la Administración para que aplique el siguiente orden lógico de integración de la Metodología de Generación Distribuida con base en lo que establece la Ley N° 10086, PROMOCIÓN Y REGULACIÓN DE RECURSOS ENERGETICOS DISTRIBUIDOS A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES, mediante una resolución que contenga el siguiente contenido y ordenamiento (...).*”.
- CXII.** Que 13 de diciembre de 2022, mediante el oficio OF-0966-SJD-2022, la Secretaría de Junta Directiva comunicó al Regulador General y a la DGCDR el acuerdo 07-92-2022, del acta de la sesión ordinaria 92-2022, celebrada el 13 de noviembre de 2022, mediante el cual se modificó el acuerdo 03-87-2022, en lo relativo al contenido y ordenamiento de la resolución requerido para la integración de la metodología de Generación Distribuida con base en lo que establece la Ley N° 10086, “*Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes de energía renovables.*” (Folios 473 al 475, expediente IRM-006-2022)
- CXIII.** Que 14 de diciembre de 2022, mediante oficio OF-0420-CDR-2022, la DGCDR dio cumplimiento al citado acuerdo 07-92-2022. (Folios 476 al 480, expediente IRM-006-2022)
- CXIV.** Que el 15 de diciembre de 2022, mediante el acuerdo 02-93-2022, del acta de la sesión extraordinaria 93-2022, la Junta Directiva resolvió, por unanimidad de los votos de las personas miembros presentes: “*Someter a audiencia pública la propuesta de la metodología derivada de lo establecido en la Ley N°10086: A) Capítulo 1: Propuesta de “Método de cálculo para la fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos; B) Capítulo 2: Propuesta de “Método de cálculo para la fijación de la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido”; C) Capítulo 3: Propuesta de “Método de cálculo de la tarifa para la de compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora”; D) Capítulo 4: Propuesta de “Método de cálculo para el reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN” conforme a los artículos 9 de la Constitución Política y 36 de la Ley N° 7593*”, con fundamento en los informes técnicos IN-0038-CDR-2022 del 29 de junio de 2022, IN-0041-CDR-2022 del 01 de agosto de 2022, IN-0052-

CDR-2022 del 6 de setiembre de 2022, IN-0071-CDR-2022 del 10 de noviembre de 2022 y los oficios OF-0335-RGA-2022 del 30 de junio de 2022, OF-0556-RGA-2022 del 5 de agosto de 2022, OF-0317-CDR-2022 del 20 de setiembre de 2022 y OF-0386-CDR-2022 del 10 de noviembre de 2022, así como en el acuerdo 07-92-2022 del 13 de diciembre de 2022 y el oficio del CDR OF-0420-CDR-2022 del 14 de diciembre de 2022, acuerda, con carácter de firme dictar la resolución RE-0148-JD-2022.

- CXV.** Que 15 de diciembre de 2022, la Secretaría de Junta Directiva, mediante la resolución RE-0148-JD-2022 y el oficio OF-0975-SJD-2022 le comunicó, a la DGCDR, DGAU y Departamento de Gestión Documental (DGD), el acuerdo 02-93-2022 a fin de que se realizara la convocatoria de una audiencia pública y apertura de expediente para someter la propuesta de la *“Metodología derivada de lo establecido en la Ley N°10086: **A) Capítulo 1:** Propuesta de “Método de cálculo para la fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos; **B) Capítulo 2:** Propuesta de “Método de cálculo para la fijación de la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido”; **C) Capítulo 3:** Propuesta de “Método de cálculo de la tarifa para la de compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora”; **D) Capítulo 4:** Propuesta de “Método de cálculo para el reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN”.* (Folios 485 al 712, expediente IRM-006-2022)
- CXVI.** Que el 25 de enero de 2023, se realizó la audiencia pública según consta en el acta de la audiencia pública AC-0022-DGAU-2023. (Folios del 778 al 809, expediente IRM-006-2022)
- CXVII.** Que el 1 de febrero de 2023, la DGAU, mediante el oficio IN-0050-DGAU-2023, emitió el *“Informe de Oposiciones y Coadyuvancias”* presentadas durante la audiencia pública celebrada el 25 de enero de 2023, respecto de la propuesta *“Metodología derivada de lo establecido en la Ley N°10086: **A) Capítulo 1:** Propuesta de “Método de cálculo para la fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos; **B) Capítulo 2:** Propuesta de “Método de cálculo para la fijación de la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido”; **C) Capítulo 3:** Propuesta de “Método de cálculo de la tarifa para la de compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora”; **D) Capítulo 4:** Propuesta de “Método de cálculo para el reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN”.* (Folios 810 al 812, expediente IRM-006-2022)

- CXVIII.** Que el 1 de febrero de 2023, el Poder Ejecutivo publicó en Alcance No. 17 a La Gaceta No. 18 el Decreto 43879-MINAE “*Reglamento a La Ley de Promoción y Regulación de Recursos Energéticos Distribuidos a partir de Fuentes Renovables, No.10086 del siete de enero del 2022*”.
- CXIX.** Que el 21 de marzo de 2023, la fuerza de tarea designada, mediante Informe IN-0009-CDR-2023, emitió el Informe de análisis de oposiciones y coadyuvancias. (Folios 823 al 1016 expediente IRM-006-2022)
- CXX.** Que el 22 de marzo de 2023, mediante el oficio OF-0103-CDR-2023, se remitió al Regulador General en su condición de Presidente de la Junta Directiva, el documento IN-0010-CDR-2023 con el Informe final de la propuesta de “*Metodología derivada de lo establecido en la Ley N°10086: **A) Capítulo 1:** Propuesta de “Método de cálculo para la fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos; **B) Capítulo 2:** Propuesta de “Método de cálculo para la fijación de la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido”; **C) Capítulo 3:** Propuesta de “Método de cálculo de la tarifa para la de compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora”; **D) Capítulo 4:** Propuesta de “Método de cálculo para el reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN”* junto con sus anexos, y el proyecto de resolución de la Junta Directiva correspondiente. (Folios 1241 al 1242, expediente IRM-006-2022)
- CXXI.** Que el 23 de marzo de 2023, la Secretaría de Junta Directiva, mediante el memorando ME-0050-SJD-2023, le trasladó para su análisis a la DGAJR, el informe de análisis de posiciones, informe técnico final y proyecto de resolución de la propuesta de “*Metodología derivada de lo establecido en la Ley N°10086: **A) Capítulo 1:** Propuesta de “Método de cálculo para la fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos; **B) Capítulo 2:** Propuesta de “Método de cálculo para la fijación de la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido””; **C) Capítulo 3:** Propuesta de “Método de cálculo de la tarifa para la de compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora”; **D) Capítulo 4:** Propuesta de “Método de cálculo para el reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN”*”. (Folio 1240, expediente IRM-006-2022)

- CXXII.** Que el 26 de abril de 2023, la DGCDR, mediante el oficio OF-0131-CDR-2023, remitió a la DGAJR el documento referente a la “CORRECCIÓN INFORME IN-0010-CDR-2023, CAPÍTULO 2, SECCIÓN 2.5. DESCRIPCIÓN DEL PLIEGO TARIFARIO PARA TARIFA DE ACCESO C. DISPOSICIONES GENERALES, PÁRRAFO 5” así como el proyecto de resolución post audiencia ajustado a la corrección señalada. (Folios 1243 al 1244, expediente IRM-006-2022)
- CXXIII.** Que el 27 de abril de 2023, la DGAJR, mediante el oficio OF-0243-DGAJR-2023, emitió criterio respecto al “*Análisis post audiencia pública de la propuesta de la Metodología tarifaria derivada de la Ley N.º 10086 referente a: a) fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos, b) tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido, c) compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora, d) reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN*”. (Folios 1245 al 1266, expediente IRM-006-2022)
- CXXIV.** Que se han realizado las diligencias útiles y necesarias para el dictado de la presente resolución.

CONSIDERANDO:

- I. Que la Ley 7593, en su artículo 5 inciso a, dispone que la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (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 el artículo 53 inciso n) de la Ley 7593 establece que son deberes y obligaciones de la Junta Directiva (...) “Dictar los reglamentos técnicos que se requieran para la correcta aplicación del marco regulatorio de los servicios públicos establecidos en esta Ley y las modificaciones de estos”.
- III. Que el artículo 6 de la Ley 10086 dispone que la Aresep, es el ente competente para dictar, aprobar y fiscalizar el cumplimiento de todos los instrumentos regulatorios requeridos para asegurar la calidad, confiabilidad y seguridad, así como para la integración eficiente, segura y sostenible de los recursos energéticos distribuidos; y para fijar las respectivas tarifas.

- IV. Que de acuerdo con el artículo 45 de la Ley 7593 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 y modificar las metodologías regulatorias que se aplican en los diversos sectores regulados bajo su competencia; cumpliendo el procedimiento de audiencia pública establecido en el artículo 36 de la Ley 7593.
- V. Que de los informes IN-0052-CDR-2022, IN-0038-CDR-2022, IN-0041-CDR-2022, IN-0071-CDR-2022, todos citados, y que sirven de base para la presente resolución, se extrae el marco jurídico que fundamenta todas las propuestas de métodos de cálculo derivados de la Ley N.º 10086, referentes a lo siguiente: a) Fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos, b) Tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido, c) Compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora, d) El reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN (Tarifa T-DER), respectivamente.

MARCO LEGAL

La aprobación de una metodología tarifaria como la que se propone debe considerar, entre otras cosas, ajustes en las metodologías tarifarias del sistema de distribución, específicamente en las tarifas que resultan aplicables a los generadores distribuidos en operación con entrega de excedentes o en operación sin entrega de excedentes. El establecimiento de la metodología de fijación de tarifas propuesta en este documento, tienen sustento en las potestades exclusivas y excluyentes que tiene definida por ley la Aresep, que se citan a continuación.

1. Sobre la competencia de la Aresep, 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.º 7593, o bien, de aquellos servicios a los cuales el legislador defina como tal (artículos 188 y 189 de la Constitución Política y artículo 1 de la Ley N.º 7593). Concretamente, esta Ley establece, en su artículo 5.a, que el servicio eléctrico, en todas sus etapas, constituye un servicio público regulado.

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

El artículo 4 de la Ley N.º 7593, dispone como objetivos fundamentales de la Aresep, entre otros: "c) Asegurar que los servicios públicos se brinden de conformidad con lo establecido en el inciso b) del artículo 3 de esta ley; d) Formular y velar porque se cumplan los requisitos de calidad (...) y (...) f) Ejercer, conforme lo dispuesto en esta ley, la regulación de los servicios públicos."

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

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

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

El artículo 9 de la Ley N.º 7593, dispone que, para ser prestador de los servicios públicos, a que se refiere dicha ley, deberá obtenerse la respectiva concesión o el permiso del ente público competente en la materia, según lo dispuesto en el artículo 5 de la Ley 7593. Se exceptúan de esta obligación las instituciones y empresas públicas que, por mandato legal, prestan cualquiera de estos servicios. Sin embargo, todos los prestadores estarán sometidos a la Ley N.º 7593 y sus reglamentos.

Asimismo, dispone que ningún prestador de un servicio público de los descritos en el artículo 5 de esta Ley, podrá prestar el servicio, si no cuenta con una tarifa o un precio previamente fijado por la Aresep.

Por otro lado, el artículo 14 de la ley de la Aresep establece que son obligaciones de los prestadores:

“a) Cumplir con las disposiciones que dicte la Autoridad Reguladora en materia de prestación del servicio, de acuerdo con lo establecido en las leyes y los reglamentos respectivos.

b) (...)

c) Suministrar oportunamente, a la Autoridad Reguladora, la información que les solicite, relativa a la prestación del servicio.

(...)”

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

Normas, que deben concordarse con los artículos 32, 34, 41 y 42 del Decreto Ejecutivo 29847-MP-MINAE-MEIC, *“Reglamento Sectorial de Servicios Eléctricos”* 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." (Subrayado 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."

El artículo 29 de la Ley N.º 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.º 7593. 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, si esto no fuera posible, 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.º 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 ibidem.

En esa línea, el artículo 15 del Decreto N.º 29732-MP, Reglamento a la Ley N.º 7593, 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.º 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 sentencias N.º 2009- 016649 y N.º 2008-17093).

Asimismo, a partir del artículo 31 de la Ley N.º 7593, concordado con el numeral 6 inciso 16) del RIOF, se desprende que la Junta Directiva de la Aresep, tiene la competencia para aprobar las metodologías regulatorias que se aplicarán en los diversos sectores regulados bajo su competencia.

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 a la DGCDR, 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 en la Ley N.º 7593, competencia que es irrenunciable, intransmisible e imprescriptible, según lo establecido en el numeral 66 de la Ley General de la Administración Pública (LGAP)

En ese sentido, definir y establecer las metodologías o modelos tarifarios que 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.

Ratificando lo anterior, la Sala Primera de la Corte Suprema de Justicia, en la sentencia N° 001687-F-S1- 2012, ha señalado con respecto a las potestades de la Aresep, 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"*.

Ahora bien, tal y como se indicó anteriormente, la Aresep, tiene competencias exclusivas y excluyentes para fijar tarifas y establecer las metodologías, y en ese ejercicio debe considerarse lo dispuesto en la Ley N.º 7593 ya analizada.

En este sentido, las tarifas y las metodologías deben ajustarse a la realidad de la prestación del servicio público de que se trate, conforme a criterios fácticos, técnicos, científicos o jurídicos en cumplimiento del interés público, para lo cual, la Aresep ostenta facultades técnicas exclusivas y excluyentes.

Para ejercer estas competencias, la Aresep debe siempre estar ajustada a que todas sus actuaciones deben dictarse apegadas a las reglas unívocas de la ciencia y la técnica, tal y como lo señala el artículo 16 de la LGAP, Ley N.º 6227:

"(...)

Artículo 16.-

1. En ningún caso podrán dictarse actos contrarios a reglas unívocas de la ciencia o de la técnica, o a principios elementales de justicia, lógica o conveniencia.

2. El Juez podrá controlar la conformidad con estas reglas no jurídicas de los elementos discrecionales del acto, como si ejerciera contralor de legalidad.

(...)"

Conforme a la normativa transcrita es importante tener claridad, que la Autoridad Reguladora debe considerar entonces en el ejercicio de sus funciones, actuar bajo el principio de servicio al costo para fijar tarifas, considerar también, las estructuras productivas modelo para cada servicio público, las reglas unívocas de la ciencia y la técnica, así como concordar con lo establecido en el Plan Nacional de Desarrollo sobre los servicios públicos regulados, debiéndose entender el mismo como la forma en que el Estado determina sus objetivos para contribuir con el fortalecimiento de la capacidad del mismo y con ello establecer prioridades, formular metas y asignar recursos, así como dar seguimiento y evaluar las políticas, planes, programas o proyectos que se vayan a ejecutar.

Bajo esta línea, respecto a las competencias exclusivas y excluyentes de la Aresep para la fijación de precios y tarifas, cabe señalar que éstas ya han sido analizadas por la Sala Primera de la Corte Suprema de Justicia, mediante la sentencia N.º 577 de las 10 horas 20 minutos del 10 de agosto de 2007, que en lo que interesa indicó:

*“[...] V.-**Fijaciones tarifarias. Principios regulatorios.** En los contratos de concesión de servicio público (dentro de estos el de transporte remunerado de personas), de conformidad con lo estatuido por los artículos 5, 30 y 31 de la Ley no. 7593, corresponde a la ARESEP fijar las tarifas que deben cancelar los usuarios por su prestación. Ese cálculo, ha de realizarse conforme al principio del servicio al costo, en virtud del cual, según lo señalado por el numeral 3 inciso b) de la Ley No. 7593, deben contemplarse únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad. Para tales efectos, el ordinal 32 ibidem establece una lista enunciativa de costos que no son considerados en la cuantificación económica. A su vez, el numeral 31 de ese mismo cuerpo legal establece pautas que también precisan la fijación, como es el fomento de la pequeña y mediana empresa, ponderación y favorecimiento del usuario, criterios de equidad social, sostenibilidad ambiental, eficiencia económica, entre otros. El párrafo final de esa norma expresa que no se permitirán fijaciones que atenten contra el equilibrio financiero de las entidades prestatarias, postulado que cumple un doble cometido. Por un lado, se insiste, dotar al operador de un medio de retribución por el servicio prestado que permita la amortización de la inversión realizada para prestar el servicio y obtener la rentabilidad que por contrato le ha sido prefijada. Por otro, asegurar al usuario que la tarifa que paga por el transporte obtenido sea el producto de un cálculo matemático en el cual se consideren los costos necesarios y autorizados, de manera tal que se pague el precio justo por las condiciones en que se brinda el servicio público. Este aspecto lleva a que el proceso tarifario constituya una armonía entre ambas posiciones, al*

*punto que se satisfagan los derechos de los usuarios, pero además el derecho que se deriva del contrato de concesión, de la recuperación del capital y una ganancia justa. Por ende, si bien un principio que impregna la fijación tarifaria es el de mayor beneficio al usuario, ello no constituye una regla que permita validar la negación del aumento cuando técnicamente proceda, siendo que en esta dinámica debe imperar un equilibrio justo de intereses, lo que logra con un precio objetivo, razonable y debido. En su correcta dimensión implica un servicio de calidad a un precio justo. Con todo, el incremento tarifario dista de ser un fenómeno automático. Está sujeto a un procedimiento y su viabilidad pende de que luego del análisis técnico, se deduzca una insuficiencia económica. En este sentido, la ARESEP se constituye en la autoridad pública que, mediante sus actuaciones, permite la concreción de esos postulados que impregnan la relación de transporte público. **Sus potestades excluyentes y exclusivas le permiten establecer los parámetros económicos que regularan (sic) el contrato, equilibrando el interés del operador y de los usuarios.**” (Lo resaltado no es del original).*

De igual forma, la resolución 000600-F-S1-2020 de la Sala Primera de la Corte Suprema de Justicia del 27 de febrero de 2020, en lo que interesa señaló:

“(...) Así, apuntó el Tribunal, la ARESEP se encuentra facultada para elegir el método técnico para la fijación de un precio que garantice el servicio al costo y el equilibrio financiero del prestador del servicio público regulado, lo anterior en tanto se trata del ejercicio de una potestad discrecional técnica, sin que implique la delegación en otra institución pública el ejercicio de la competencia legal de fijación tarifaria, al amparo del canon 31 de la Ley 7593. (...) Para ello añadió, puede establecer tarifas puntuales o bandas tarifarias, que no son otra cosa que una secuencia posible de tarifas autorizadas. (...) Advirtió el Tribunal, el sistema de bandas tarifarias escogido por ARESEP en las resoluciones 152-2011, 161-2011 y 796-RCR-2012, encuentra sustento en el marco normativo y en los estudios técnicos expuestos en el contenido de las resoluciones indicadas (...)”

Finalmente, la Sala Primera en la sentencia N.º 000506-F-S1-2010, dictada a las 9:45 horas del 30 de abril de 2010, y por el Tribunal Contencioso Administrativo, Sección Cuarta, mediante la sentencia N.º 78-2016-IV, dictada a las 8:20 horas del 7 de setiembre de 2016, la cual estableció en lo de interés:

“(...) En apego a lo anterior, es la ARESEP quien tiene la competencia para fijar las tarifas y precios de conformidad con las metodologías que ella misma determine y velar por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima de los servicios

públicos que enumera el artículo 5º de la Ley N° 7593, incluyendo la energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización, (artículo 5º inciso a) de la Ley N° 7593), para lo cual ostenta facultades técnicas exclusivas y excluyentes. (...)

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

De tal manera, la Aresep tiene amplias potestades para establecer y utilizar metodologías que considere convenientes, en tanto se respete el principio el servicio al costo, la razonabilidad, proporcionalidad, las reglas de la ciencia y técnica o de los principios elementales de justicia, lógica o conveniencia y no se atente contra el equilibrio financiero del prestador del servicio público (artículos 119 del Código Procesal Contencioso Administrativo en concordancia con los artículos 15, 16, 158 inciso 4 y 160 de la LGAP).

Aunado a lo anterior, resulta necesario hacer referencia sobre el tema de la discrecionalidad técnica de la Aresep, para elaborar, definir y establecer metodologías tarifarias, y las competencias exclusivas y excluyentes de ésta, entre otras cosas, para determinar las metodologías y modelos tarifarios que le permitan ejercer su función regulatoria, ello de conformidad con los artículos: 4, 5 inciso f); 6, 31, 36 inciso d); 53 inciso n); todos de la Ley N.º 7593, así como el artículo 6 inciso 16) del RIOF. Así las cosas, la discrecionalidad 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, etapa en la que opera una reducción de la discrecionalidad de la Aresep.

En este sentido, la sentencia del Tribunal Contencioso Administrativo, Sección VIII, N.º 75-2010 del 31 de agosto de 2010 (reiterada en el voto de la Sección Segunda de ese Tribunal, N.º 78-2011-II de las 14:10 horas del 25 de agosto de 2011), en lo de interés dispuso:

*“(...) Las potestades que ostenta el ente regulador por disposición de ley, son de carácter exclusivo y por ende excluyente de cualquier otro órgano o ente público. No obstante, la decisión final que adopte ARESEP no es de carácter absolutamente discrecional. Señala la sentencia de comentario que si bien es cierto esa **Autoridad Reguladora cuenta con una potestad discrecional técnica para establecer los modelos de cálculo, conforme al trámite previsto por la ley, no sucede lo mismo en la fijación de las tarifas (...)**”. (El resaltado no es del original).*

Adicionalmente, en el dictamen de la Procuraduría General de la República (PGR), C-023-2017 del 1 de febrero de 2017, se señaló:

“(...) Forma parte de la competencia de la ARESEP tanto la potestad tarifaria como la elaboración, definición y establecimiento de metodologías o modelos tarifarios. (...) la fijación de tarifas es competencia exclusiva y excluyente de la Autoridad Reguladora. (...)”

Por otra parte, el dictamen legal aportado por la Aresep enfatiza que la elaboración, definición y establecimiento de metodologías o modelos tarifarios en los servicios especiales de transporte remunerado de personas compete a dicho Ente. Y en efecto, dicha competencia deriva expresamente de la Ley de la Aresep. Sobre el particular, hemos indicado:

“Ahora bien, no cabe duda que [sic] la definición de metodologías o modelos tarifarios forma parte esencial de la competencia tarifaria conferida a la ARESEP. Y así se desprende de lo dispuesto, entre otros, en los artículos 25, 29, 31 y 36 de la Ley de creación de la ARESEP. - Los numerales indicados, por su orden, disponen: (...)”

Conforme con la normativa transcrita, la ARESEP está legitimada para emitir y publicar los reglamentos técnicos, que especifiquen las condiciones de calidad, cantidad, contabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima, con que deberán suministrarse los servicios públicos (artículo 25). Además, para formular y promulgar las definiciones, los requisitos y las condiciones a que se someterán los trámites de tarifas y precios de los servicios públicos (artículo 29). Y dentro de estas definiciones, indudablemente, están los modelos de ajuste tarifario, que la ARESEP debe elaborar y aplicar 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 considere pertinente (artículo 31, párrafo tercero)”. Dictamen C-416-2014 antes citado.

Procede, entonces, reafirmar que la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos es el ente competente para establecer las metodologías o modelos tarifarios que determinarán las tarifas de los servicios públicos sometidos a su potestad, incluidos los servicios especiales. (...)”

e) Regulación que abarca la potestad tarifaria del servicio, por lo que las partes no son libres para determinar cuál es la tarifa aplicable ni establecer el modelo o metodología tarifaria aplicable. (...)

Dictamen, que concuerda con lo analizado por el Tribunal Contencioso Administrativo y la Sala Primera en la sentencia supra citada 000600-F-S1-2020, al revisar la legalidad del ejercicio de la discrecionalidad técnica de la Aresep, dispuso:

“(...) el marco normativo en materia de fijación de precios del servicio público exige que sean revisados y ajustados a la realidad sobre criterios fácticos, científicos o jurídicos en cumplimiento del interés público y en aplicación de los Principios de Inderogabilidad Singular de los Reglamentos e Igualdad, sin que la tarifa fijada y el método de cálculos puedan mantenerse estáticos en el tiempo.”

De tal suerte que, la Aresep al definir, elaborar o modificar una metodología o modelo tarifario con base en sus competencias exclusivas y excluyentes, aplica potestades discrecionales, las cuales consiste en un ámbito de libertad en la toma de una decisión, que le permite al Ente Regulador elegir entre diferentes alternativas sobre criterios o aspectos, que no son necesariamente jurídicos.

Por otra parte, y tal como se indicó en los antecedentes, mediante la resolución RE-0206-JD-2021 del 5 de octubre de 2021 (publicada en el Alcance N.º 209 a La Gaceta N.º 199 del 15 de octubre de 2021), la Junta Directiva de la Aresep aprobó la *“Política Regulatoria de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos”*.

Esta Política establece expresamente que uno de los principios por los cuales debe regirse la regulación es la eficiencia, indicándose que la Aresep *“Procura la prestación eficiente de los servicios públicos de manera que se traduzca en tarifas justas, que aseguren la asequibilidad a la población y la competitividad del país.”*

Adicionalmente, la Política Regulatoria aprobada por la Junta Directiva establece la *“Regulación que promueva la eficiencia”* como uno de los pilares de la regulación, indicando que:

“(...) se propiciará el desarrollo de instrumentos regulatorios que emitan señales económicas claras para los diferentes tipos de usuarios, que impulsen la eficiencia en la prestación y en el uso de los servicios públicos.

Desde esta perspectiva se comprende el servicio al costo como un principio de la regulación que persigue introducir la eficiencia en la asignación de recursos en la prestación de los servicios públicos regulados. El servicio al costo debe entenderse como un costo eficiente y necesario para la prestación del servicio. Este es el costo que se entiende para el equilibrio financiero en el marco de una industria.”

Adicionalmente, uno de los principios de esta Política es la eficiencia, señalando:

“La eficiencia está al servicio de la eficacia. El principio exige una correcta planificación, la maximización de los recursos disponibles, la racionalidad en la priorización y asignación del gasto y la inversión, la fijación de estándares, la especialización, hacer bien las cosas al menor costo posible. Obliga a examinar la necesidad e idoneidad de los medios: organización, recursos: humanos, materiales, financieros y jurídicos y su gestión, en relación con los fines. Procura la prestación eficiente de los servicios públicos de manera que se traduzca en tarifas justas, que aseguren la asequibilidad a la población y la competitividad del país”.

Además, uno de los pilares de esta Política es que la regulación promueva la eficiencia, definiendo para ello el objetivo específico 3 que indica:

“Desarrollar una regulación que provea las señales necesarias para llevar la prestación de los servicios públicos hacia la senda de la eficiencia, la eficacia, tanto de manera individual, por sector o industria, considerando el principio de servicio al costo eficiente, la aplicación de enfoques regulatorios comparados y ejercicio de un modelo regulatorio oportuno, apoyado en las mejores prácticas y en la articulación de los instrumentos de política”.

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 de la Aresep.

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

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

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

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

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

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

Asimismo, el "*Reglamento de Concesiones para el Servicio Público de Suministro de Energía Eléctrica*" (Decreto 30065-MINAE) establece:

"Artículo 2º- Este Reglamento tiene como objeto establecer los requisitos y regulaciones de las concesiones en materia de prestación del servicio público de suministro de energía eléctrica, en concordancia con los Artículos 5 inciso a) y 9 de la Ley Nº 7593

(...).

Artículo 3º- El MINAE, tramitará todo lo relacionado con el otorgamiento y cancelación de las concesiones de servicio público de suministro de energía eléctrica en sus etapas de generación y distribución y comercialización de energía eléctrica, excepto aquellas solicitudes amparadas a la Ley Nº 7200 y sus reformas, las cuales serán tramitadas por la ARESEP, según lo dispuesto en el artículo 9 de la Ley Nº 7593."

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

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

Resulta importante mencionar, que la PGR, en el dictamen C-293-2006 del 20 de julio de 2006 reiteró la competencia de la Aresep, para la fijación de tarifas sobre el servicio público de suministro de energía eléctrica en todas sus etapas. Cita en lo de interés:

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

En esa línea, se debe indicar que la generación distribuida en cuanto a la medición neta sencilla fue delimitada por lo establecido en el dictamen de la PGR C-165-2015 del 25 de junio de 2015 y el Decreto Ejecutivo N° 39220-MINAE, "Reglamento Generación Distribuida para Autoconsumo con Fuentes Renovables Modelo de Contratación Medición neta sencilla"; reglamento que fue derogado en su totalidad por el Decreto 43879-MINAE "Reglamento a La Ley de Promoción y Regulación de Recursos Energéticos Distribuidos a partir de Fuentes Renovables, N°10086 del siete de enero del 2022", en su artículo 29; publicado por el Poder Ejecutivo en el Alcance N° 17 a la Gaceta N° 18 del 01 de febrero de 2023.

3. Sobre el sustento legal para la regulación de la generación distribuida

3.1. Ley N° 10086 "Ley para la promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables"

La ley tiene como objetivo establecer las condiciones necesarias para promover y regular, bajo un régimen especial de integración eficiente, segura y sostenible, las actividades relacionadas con el acceso, la instalación, la conexión, la interacción y el control de recursos energéticos distribuidos basados en fuentes de energía renovables. (Ley N° 10086, Artículo 1).

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

Asimismo, se establece en lo conducente en el artículo 6 de la Ley N° 10086 que, son funciones de la Aresep:
(...)

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

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

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

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

(...)

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

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

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

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

(...)

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

(...)"

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

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

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

Se desprende de lo anterior, que los servicios de interés general como lo es la compra-venta de excedentes de energía eléctrica producto de la generación distribuida para autoconsumo, no son servicios públicos en sí mismos, pero

pueden estar directamente vinculados a un servicio público, el de suministro de la energía eléctrica en todas sus etapas, lo que implica que podrían coadyuvar en la satisfacción del interés general.

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

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

De lo anterior, se puede concluir que, los servicios de interés general (dispuestos en artículo 11) entre otros la venta de excedentes de energía eléctrica producto de la generación distribuida para autoconsumo, la Ley N° 10086 dispone en su artículo 6, las funciones que le corresponde efectuar a la Aresep.

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

3.2. Reglamento a la Ley de promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables (Decreto N° 43879-MINAE)

El decreto ejecutivo N.º 43879-MINAE publicado en el Alcance N.º 17 a La Gaceta N.º 18 del 1 de febrero 2023, derogó el Decreto 39220 aprobado para introducir y regular la generación eléctrica distribuida en Costa Rica.

El Decreto 43879 MINAE se justifica en base a los considerandos que se mantiene en vigencia un plan nacional de descarbonización para sustituir los derivados del petróleo por energía eléctrica, y que los recursos energéticos constituyen factores esenciales y estratégicos para el desarrollo socio económico y sostenible del país, por lo que es indispensable planificar su desarrollo a fin de asegurar el abastecimiento oportuno y eficiente de electricidad, y de esta forma generar una estrategia de gestión que le permita a los entes del estado relacionados con la actividad energética, la participación y alianza con los sectores de la sociedad, y así, reducir la vulnerabilidad de nuestra economía a factores externos.

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

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

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

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

3.3. Norma Técnica de Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional (AR-NT-POASEN)

La primera versión de esta norma técnica se publicó en el Alcance N.º 12 a La Gaceta N.º 69 del 8 de abril de 2014, cuyo propósito es definir un marco regulatorio que articule el SEN en su totalidad y su última actualización fue realizada por la Junta Directiva mediante resolución RJD-030-2016 publicada en el Alcance N.º 25 a La Gaceta N.º 37 del 23 de febrero de 2016, con el fin de atender lo dictaminado por la PGR en su Dictamen C-165-2015 del 25 de junio de 2015, donde concluyó que la generación distribuida con fuentes renovables para autoconsumo, en su modalidad de neteo simple, no constituye un servicio público, por ser actividad realizada por los abonados a efecto de cubrir sus propias necesidades de energía eléctrica, mediante la aplicación de tecnologías disponibles de generación eléctrica para autoconsumo y que son instaladas por iniciativa propia.

Asimismo, al no haberse promulgado en aquel momento la Ley N.º 10086, la PGR concluyó en entonces que la medición neta completa debía ser considerada dentro de la prestación de servicio público sujeta a lo dispuesto en la Ley N. 7200 y la Ley de la Aresep. Por lo que la generación distribuida con venta de excedentes requería concesión de servicio público, conforme lo dispuesto en las citadas Leyes y sus reformas.

Al analizar la última versión vigente de la AR-NT-POASEN, se señala que en lo relativo a Generación Distribuida se contemplan aspectos que regulan la relación empresa distribuidora y productores consumidores y las modalidades de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables interconectadas a la red, así como cumplimiento de normativa técnica en materia de distribución, para que la conexión de estos elementos no vaya a ocasionar afectación al sistema de distribución eléctrica, siendo sujeta de revisión de la normativa técnica vigente a partir de la entrada en vigor de la Ley N.º 10086.

3.4. Norma Técnica de Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión (AR-NT-SUCOM)

Esta norma técnica resulta importante debido a que define entre otros aspectos las condiciones técnicas, comerciales y contractuales entre el abonado productor y la empresa distribuidora. Según esta norma, todo aquel abonado que desee generar su propia electricidad deberá suscribir un contrato con la empresa distribuidora de servicio eléctrico, así lo estipula el capítulo XVI en su artículo 127: *“Cualquier abonado o usuario actual o futuro, puede constituirse como abonado o usuario productor, mediante la firma de un ‘Contrato de interconexión para abonados productores’.*

Es importante destacar que el MINAE, con el objetivo de homologar elementos contractuales entre las partes (abonado productor y empresa distribuidora), definió un contrato tipo para el servicio de interconexión. Esto brinda cierta seguridad al abonado, en el sentido de que los elementos descritos en el contrato son avalados por el ente rector.

Asimismo, el abonado productor deberá cancelar lo correspondiente al costo por acceso e interconexión a la red de distribución, al respecto el artículo 133 dicta: *“El abonado-productor deberá cancelar mensualmente a la empresa eléctrica el costo de acceso e interconexión a la red de distribución, según lo establezca la Autoridad Reguladora”.*

Además, el abonado productor deberá de cancelar en su facturación los cargos relacionados con el alumbrado público, según se indica en el artículo 135:

“Los productores consumidores pagarán el alumbrado público sobre el total de la energía retirada de la red, la cual se entenderá como la sumatoria de la energía retirada del consumo diferido asociado a la generación para autoconsumo en su modalidad contractual medición neta sencilla y la energía vendida por la empresa distribuidora.”

En resumen, la norma técnica AR-NT-SUCOM regula elementos técnicos ingenieriles de calidad del suministro eléctrico. Además, establece los aspectos comerciales y contractuales entre los distintos tipos de abonados (incluyendo el abonado productor) con las empresas distribuidoras, para lo cual, asigna todo un capítulo al respecto.

Al igual que la norma AR-NT-POASEN, la AR-NT-SUCOM vigente se encuentra actualmente en un proceso de revisión a partir de la entrada en vigor de la Ley N.º 10086, la cual, como se ha indicado, representa una serie de cambios significativos en el marco legal, económico y técnico de los recursos energéticos distribuidos.

- VI.** Que del informe IN-0038-CDR-2022, citado y que sirve de base para la presente resolución, se extrae que la propuesta de método de cálculo para la fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos se basa y fundamenta en lo siguiente:

CAPÍTULO I: MÉTODO DE CÁLCULO PARA LA FIJACIÓN DE LOS CARGOS DE INTERCONEXIÓN A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN APLICABLE A LOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS

(...)

4 JUSTIFICACIÓN

La evolución tecnológica de los recursos energéticos distribuidos y su acelerada incorporación a la red eléctrica nacional hacen necesaria la revisión periódica y oportuna de la regulación en materia de generación distribuida, tanto en sus aspectos técnico-ingenieriles como en lo que respecta a las señales de precio e impacto de dichos recursos distribuidos sobre la sostenibilidad financiera del modelo eléctrico costarricense; en este aspecto destaca la asignación real de costos de interconexión a la red eléctrica, acceso y cargos de potencia, entre otros, aplicables a los recursos energéticos distribuidos.

Diferentes estudios y diagnósticos, como los realizados por la Universidad de Costa Rica¹(2015), Universidad Pontificia Comillas² (2020) y la firma Deloitte³ (2020), sobre regulación técnica y económica de generación distribuida han evidenciado la necesidad de modificar las metodologías tarifarias actuales relacionadas con la generación distribuida, siendo el objetivo de este informe la determinación de los cargos por interconexión asociados a esta actividad.

4.1 Propuesta de cálculo de la tarifa de interconexión para el productor consumidor

La Autoridad Reguladora en 2015 aprobó un instrumento regulatorio denominado "Metodología de fijación del precio o cargo básico por interconexión de generadores a pequeña escala para autoconsumo con el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) con fundamento en la norma AR-NT-POASEN", aprobado mediante resolución RJD-022-2015, la cual tenía como principal objetivo la estandarización de un procedimiento de cálculo de los cargos de interconexión aplicable a las empresas distribuidoras.

Conforme con dicha metodología, la tarifa de interconexión debe incluir los costos asociados con los siguientes elementos:

- a) Solicitud de conexión.*
- b) Estudio de viabilidad técnica del punto de interconexión (artículo 126 de la norma AR-NT-POASEN) e inspección preliminar.*
- c) Inspección final y puesta en servicio.*

¹ Universidad de Costa Rica, *Análisis Técnico-Financiero de la Generación Distribuida en la CNFL.*

² Universidad Pontificia Comillas, *Informe final de la contratación servicios profesionales para determinar criterios y métodos cálculo para cargos generación distribuida en Costa Rica. Contratación N° 2019LA-000011-00083-00001 entre la Universidad Pontificia de Comillas y Aresep.*

³ Deloitte, *Apoyo Técnico para el desarrollo del sector eléctrico en Costa Rica: Recomendaciones sobre Regulaciones y Normas Técnicas para Generación Distribuida y Sistemas de Almacenamiento de Energía*

d) *Reinspección (en caso de que la etapa c resulte infructuosa).*

Dicha metodología tarifaria fue derogada mediante la resolución RJD-030-2016 a raíz del criterio de la PGR C-165-2015 y del Decreto Ejecutivo N°39220. A la luz de la Ley N°10086 “Promoción y Regulación de Recursos Energéticos Distribuidos a Partir de Fuentes Renovables”, así como el comportamiento actual de las empresas distribuidoras respecto al tema de interconexión, la evolución y penetración de la generación distribuida, y en cumplimiento del marco jurídico y reglamentario vigente, se considera necesario el desarrollo de una nueva propuesta de metodología tarifaria para el cálculo de la tarifa o cargos de interconexión a las redes de distribución de electricidad aplicable a los recursos energéticos distribuidos, considerando los mismo elementos con los que había sido planteada en 2015, mediante Resolución RJD-022-2015.

Para ello es necesario realizar el análisis actualizado de los costes de cada una de las partidas incluidas en la metodología del cálculo del cargo por interconexión que planteaba la citada resolución, procurando cumplir con el principio de equidad entre los consumidores, garantizando la no creación de subsidios cruzados entre usuarios que cuenten con recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución y abonados del servicio de suministro de energía eléctrica en la etapa de distribución, lo anterior, en favor de aquellos usuarios que posean o instalen recursos energéticos distribuidos y en detrimento de abonados y participantes del SEN.

4.1.1 Experiencia internacional

Como parte de la contratación desarrollada por el Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) de la Universidad Pontificia Comillas en 2019 se solicitó un análisis de la experiencia internacional.

A continuación, se presenta un extracto de este análisis donde se aprecia que los cinco países analizados (Colombia, España, Reino Unido, Hawái (Estados Unidos) y Brasil) tienen requerimiento de solicitud de interconexión.

“A continuación, se muestran las tablas resumen para la comparación de los países incluidos en el análisis. La Tabla 3 muestra el marco normativo aplicado en cada país, es decir, la regulación aplicable, los límites individuales de potencia instalada para las actividades de autoconsumo o generación distribuida, si se requiere de una solicitud de interconexión, los medidores requeridos, la responsabilidad de pago de los refuerzos de red necesarios y si se permite el autoconsumo compartido y el autoconsumo virtual.

	Colombia	España	Reino Unido	Hawái	Brasil
Regulación aplicable	CREG RESOLUCIÓN No. RD 1600/2011 030 DE 2018	RD 244/2019	EREC G98 EREC 99	Rule N.º 14	PRODIST Módulo 3
Límite de potencia instalada	Autoconsumo: 1 MW Generación distribuida: 5 MW	100 kW	3,6/11,04 kW Hasta 50 MW	Sin límite	Micro: 75 kW Mini: 5 MW
Requerimiento de solicitud de interconexión	Sí	Sí, autoconsumo sin excedentes exento	Sí, EREC G98 exento	Sí, instalaciones sin excedentes exento	Sí
Medidor	Bidireccional	Bidireccional o doble medidor	Bidireccional	Generación neta	Bidireccional o doble medidor
Pago de refuerzos	Solicitante	Solicitante	Solicitante	Solicitante	Micro: exenta Mini: Solicitante
Autoconsumo compartido	No	Hasta 100 kW a 500 m	Sí	Sí, Community solar	Sí
Autoconsumo virtual	No	No	No	No	Sí, pero con intención de revisar

Tabla 3. Comparación Internacional. Marco normativo.”

VII. Que del informe IN-0052-CDR-2022, citado y que sirve de base para la presente resolución, se extrae que la propuesta de método de cálculo para la fijación de la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido se basa y fundamenta en lo siguiente:

CAPÍTULO II: MÉTODO DE CÁLCULO PARA LA FIJACIÓN DE LA TARIFA DE ACCESO A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN POR PARTE DEL GENERADOR DISTRIBUIDO

(...)

1. JUSTIFICACIÓN

4.1 Diagnóstico del servicio regulado

Mediante la Ley N° 10086 se definió la generación distribuida para autoconsumo como el “conjunto de tecnologías o equipos necesarios para la generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable utilizados por el generador distribuido” (artículo 2 inciso h), donde generador distribuido corresponde a “persona física o jurídica que posea y opere un sistema de generación distribuida para autoconsumo a pequeña escala, a partir de fuentes de energía renovables, en la modalidad de operación con entrega de excedentes a la red, operación sin entrega de excedentes a la red y operación en isla. A los efectos de la presente ley, los generadores de energía eléctrica autónoma o paralela, al amparo de la Ley 7200, Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela, de 28 de setiembre de 1990, no se considerarán generadores distribuidos ni podrán utilizar sus concesiones para tal fin” (artículo 2 inciso i) y donde las fuente de energía renovable se define como “fuentes de energía que están sujetas a un proceso de reposición natural y que están disponibles en el medio ambiente inmediato, tales como: la energía del sol, el viento, la biomasa, el agua, las mareas y olas, y los gradientes de calor natural” (artículo 2 inciso g).

Asimismo, es importante tomar en consideración que la Ley N° 10086 define los recursos energéticos distribuidos de la siguiente manera: “Recursos energéticos distribuidos; (DER): son tecnologías de generación y almacenamiento conectadas directamente a la red de distribución, capaces de exportar potencia eléctrica activa. A los efectos de la presente ley se entienden como DER: (a) los sistemas de generación distribuida para autoconsumo; (b) los sistemas de almacenamiento de energía y (c) los vehículos eléctricos, incluyendo los sistemas de interconexión o suplementarios necesarios para cumplir con los requerimientos de la red y su gestión de la demanda” (artículo 2 inciso p).

Con el fin de presentar el comportamiento de la generación distribuida en el país se cuenta con los datos de facturación y generación por usuario con sistemas de generación distribuida y por empresa distribuidora para el periodo comprendido entre enero del 2017 y diciembre del 2020. Es importante indicar que, la Ley N° 10086 fue aprobada en 2022, por tanto, los datos que se presentan a continuación no reflejan las condiciones establecidas en la ley para la generación distribuida.

Cabe señalar que MINAE dispone de un registro de sistemas de generación distribuida para autoconsumo. Al 31 de enero de 2021 se contaba con 2.252 registros, sumando en su conjunto una capacidad instalada de 73.604,79 kW. Es importante contrastar dicho dato con la capacidad instalada a nivel nacional reportada por el Centro Nacional de Control de Energía en su informe anual de 2020, la cual es de 3.537.178,00 kW, por lo que la capacidad instalada de generación distribuida representa un 2,08% de la capacidad instalada de generación a nivel nacional.

De acuerdo con los datos disponibles en la Intendencia de Energía, la generación distribuida experimentó un crecimiento importante entre estos años, durante el 2017 esta actividad representó 0,07% del total de energía consumida en el país, mientras que en 2020 ascendió a 0,61%. Llama la atención que, durante 2020 esta energía llegó a cuadruplicar la totalidad de energía solar generada por empresas distribuidoras a nivel nacional (plantas solares de ICE, Coopelesca y Coopeguanacaste). Cabe señalar que la generación distribuida es predominantemente fotovoltaica, para diciembre 2020 representó un 96,92% del total de generadores distribuidos, asimismo, para el 2020 la generación distribuida con sistemas fotovoltaicos representó el 85,06% del total de energía generada por este tipo de usuarios.

Según los datos de facturación y generación provistos por cada empresa, en diciembre de 2017 se contabilizaban 674 generadores distribuidos, cifra que a finales de 2020 se elevó a 2.234 (231,5% de crecimiento). En diciembre de 2017 el 61% de los generadores contaban con tarifa “residencial” y el 29% con tarifa “comercial y servicios monómica”; para 2020 el porcentaje de generadores con tarifa “residencial” disminuyó a 48,5% (considerando usuarios con tarifa residencial y residencial horaria).

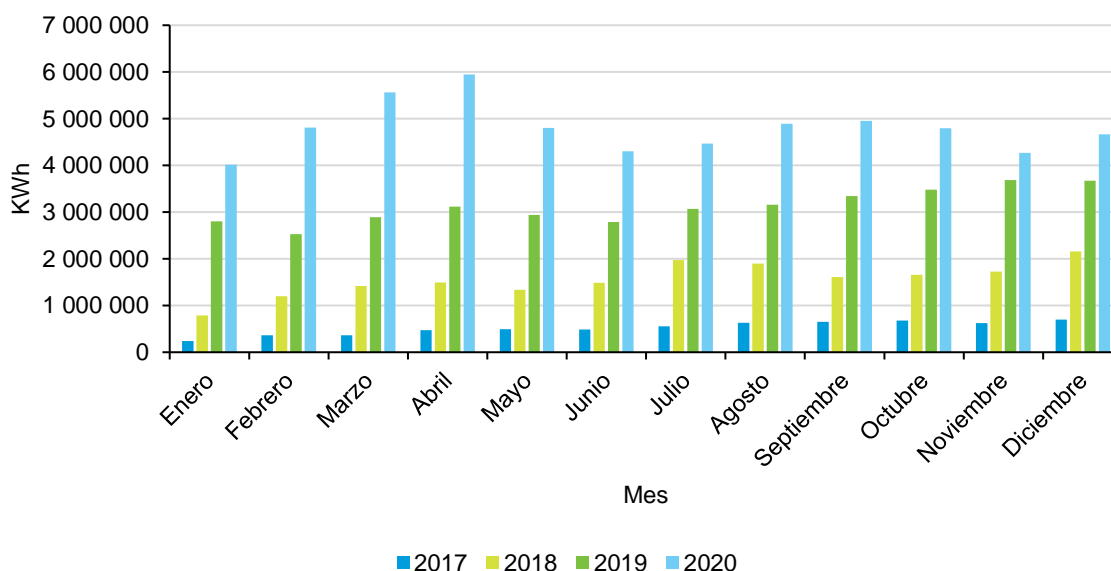
Cuadro 1. Cantidad de generadores distribuidos por año según empresa distribuidora, 2017-2020

Empresa	2017	2018	2019	2020
CNFL	307	476	684	902
Coopealfaroruz	0	4	5	7
Coopeguanacaste	49	105	146	204
Coopesca	15	36	57	68
Coopesantos	9	24	33	41
ESPH	45	69	109	127
ICE	248	462	693	851
JASEC	1	7	24	34
Total	674	1183	1751	2234

Fuente: ARESEP con base en los datos aportados por las empresas reguladas, 2021.

Adicionalmente, la energía generada por parte de los generadores distribuidos, durante 2020 fue considerablemente mayor en comparación con años anteriores (figura 1), caracterizada por una tendencia creciente cuyo máximo fue alcanzado en el mes de abril. Durante el año 2017 se generó un total de 6,2 GWh; cifra que es nueve veces mayor en 2020 cuando se generó 57,5 GWh.

Figura 1. Energía generada por los generadores distribuidos, por mes y año, 2017-2020



Fuente: ARESEP con base en los datos aportados por las empresas reguladas, 2021.

En el cuadro 2 se detalla la distribución porcentual de la energía generada anualmente por empresa y provincia. La participación de la CNFL disminuyó en cerca de cinco puntos porcentuales durante el período analizado y la del ICE en 7,6 puntos porcentuales mientras que ESPH y JASEC experimentaron los incrementos más significativos (6,4 y 3,2 puntos porcentuales, respectivamente). Con respecto a la distribución por provincia, San José y Alajuela concentran más de la mitad de la generación distribuida en el país, llama la atención el caso de la provincia de Limón, pues pasó de generar 0,7% del total en 2017 a 7,1% en 2020.

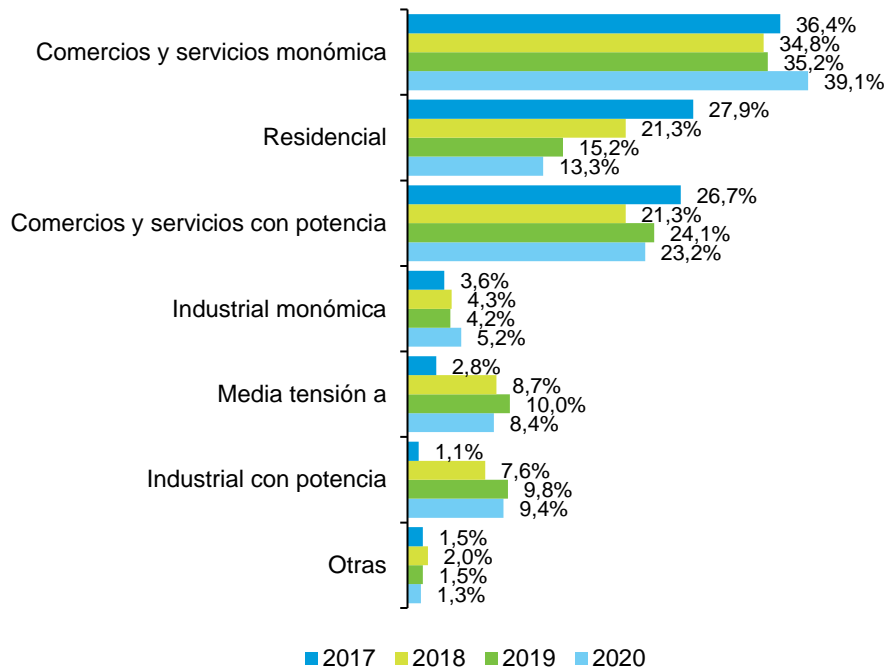
Cuadro 2. Cantidad total de energía generada por año y distribución porcentual según empresa y provincia, 2017-2020

Característica		2017	2018	2019	2020
Total (kWh)		6.255.092	18.738.744	37.469.104	57.483.769
<i>Empresa distribuidora</i>	CNFL	47,6	41,5	39,6	43,1
	Coopealfaroruz	0,0	0,2	0,1	0,3
	Coopeguanacaste	5,8	8,1	7,1	5,5
	Coopesca	3,4	4,0	4,3	5,2
	Coopesantos	0,9	4,5	2,6	1,8
	ESPH	2,1	2,7	6,3	8,4
	ICE	40,1	38,5	38,2	32,4
	JASEC	0,1	0,5	1,8	3,3
<i>Provincia</i>	San José	41,0	36,0	34,1	36,9
	Alajuela	29,3	25,1	23,5	19,3
	Cartago	2,1	3,6	6,7	5,2
	Heredia	8,9	9,2	11,9	15,6
	Guanacaste	8,9	12,0	10,4	9,9
	Puntarenas	9,0	7,8	7,0	6,0
	Limón	0,7	6,3	6,3	7,1

Fuente: ARESEP con base en los datos aportados por las empresas reguladas, 2021.

En la figura 2 se presenta la distribución por tipo de tarifa del total de energía generada anualmente. Más de la tercera parte fue generada por cliente categorizados como “comercios y servicios monómica” (T-COM), seguido de la tarifa “comercios y servicios con potencia” (T-COB) donde se generó alrededor del 23% en 2020 y la de “residencial” con 13,3% respectivamente. Estos dos últimos tipos de servicios muestran un cambio importante pues disminuyó considerablemente su participación a través de los años; mientras que las tarifas “media tensión a” (T-MT) e “industrial con potencia” (T-INB) aumentaron su participación entre 2017 y 2020.

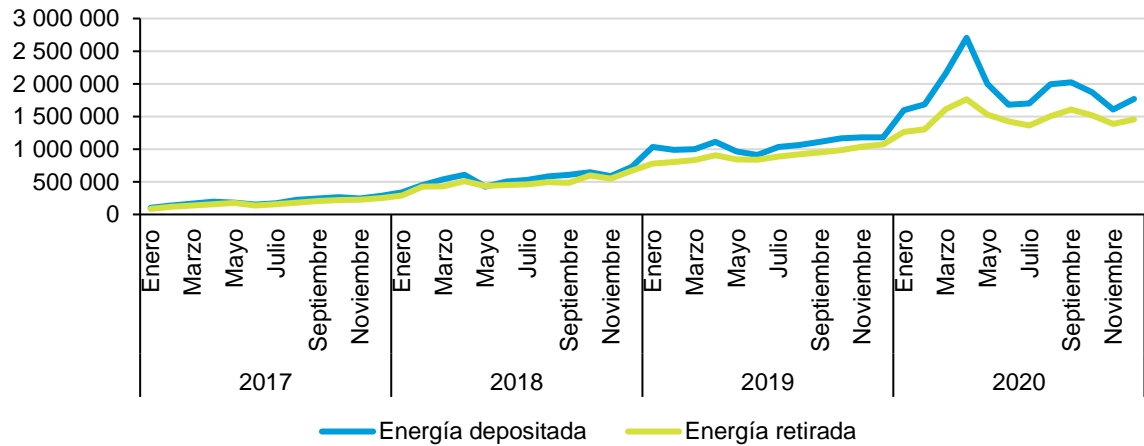
Figura 2. Distribución porcentual de la energía generada por abonados productores por año según tipo de tarifa, 2017-2020



1/ "Residencial" incluye las tarifas: Residencial (T-RE) y Residencial horaria (T-REH).
 2/ "Otras" incluye las tarifas: Preferencial monómica (T-CSM), Preferencial con potencia (T-CS), Promocional monómica (T-PRM) y Promocional con potencia (T-PRB).
 Fuente: ARESEP con base en los datos aportados por las empresas reguladas, 2021

En el año 2017, el total de abonados productores inyectaron mensualmente en la red alrededor de 200 MWh, mientras que en 2020 esta cifra fue de 1,9 millones de MWh en promedio por mes. En la figura 3 se muestra la energía depositada y retirada de la red, se observa la tendencia al aumento en la energía depositada, congruente con el crecimiento que ha presentado la actividad durante el periodo estudiado, además se observa que casi en todos los meses la energía depositada es mayor a la energía retirada. Cabe señalar que en 2019 y 2020 se han acrecentado las diferencias entre la energía depositada y retirada.

Figura 3. Cantidad de energía depositada y retirada de la red por mes y año, 2017-2020



Fuente: ARESEP con base en los datos aportados por las empresas reguladas, 2021.

El porcentaje de energía retirada mensualmente por los generadores distribuidos como parte de la energía depositada ha mantenido un comportamiento relativamente estable a lo largo del período bajo estudio, ronda entre 65% y 103%, situaciones que se presentaron en abril de 2020 (mínimo registrado) y mayo de 2018 (máximo registrado), respectivamente. En promedio, en 2017 los generadores distribuidos retiraron mensualmente el 87% de la energía que depositaron, en 2018 el porcentaje aumentó levemente siendo de 89%, en 2019 fue de 85% y en 2020 se presentó la proporción más baja, siendo de 79%.

La energía depositada en la red mensualmente representa en promedio el 37% de la energía generada por los abonados productores. En el mes de julio de 2018 se presentó la menor proporción de energía depositada en relación con la energía generada y representa 26,8%, mientras que en abril de 2020 en se presenta la mayor (45,5%).

Antes de continuar con el análisis, es importante definir el consumo natural, el cual representa toda la energía consumida por el generador distribuido independientemente del origen de esta, corresponde a la necesidad energética en ausencia de cualquier generador en sitio o medio de almacenamiento de energía; se calcula como la energía generada menos la energía depositada más la energía retirada, en términos matemáticos se representa de la siguiente forma:

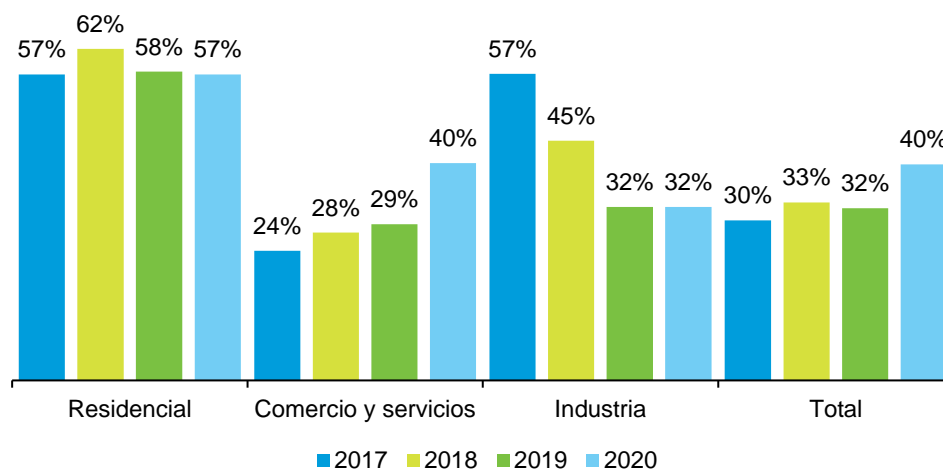
$$CN_{i,t} = EG_{i,t} + ER_{i,t} - EI_{i,t}$$

Donde:

$CN_{i,t}$	=	<i>Es el consumo natural del generador distribuido i en el periodo t.</i>
EG_{it}	=	<i>Es la cantidad de energía generada por el generador distribuido i en el periodo t.</i>
EI_{it}	=	<i>Es la cantidad de energía inyectada o depositada por el generador distribuido i en el periodo t.</i>
ER_{it}	=	<i>Es la cantidad total de energía retirada por el generador distribuido i en el periodo t. (Incluye la energía que se retira por concepto de consumo diferido y la energía que se compra a la empresa distribuidora).</i>

El total de energía generada por los abonados productores en 2017 representó 30% de su consumo natural, este porcentaje aumentó en 2020 y fue de 40%; las mayores diferencias se observan en el sector industrial, donde disminuyó la proporción con respecto al consumo natural, debido al ingreso de empresas con grandes consumos que están incursionando en la generación distribuida. Por su parte, en el sector residencial se observa una tendencia estable en este porcentaje, aunque se están desarrollando proyectos más grandes de autoconsumo. En general se observa que, para el año 2020 las residencias con sistemas de generación distribuida logran cubrir el 57% de su consumo a través de la energía que ellos mismos generan (gráfico 4).

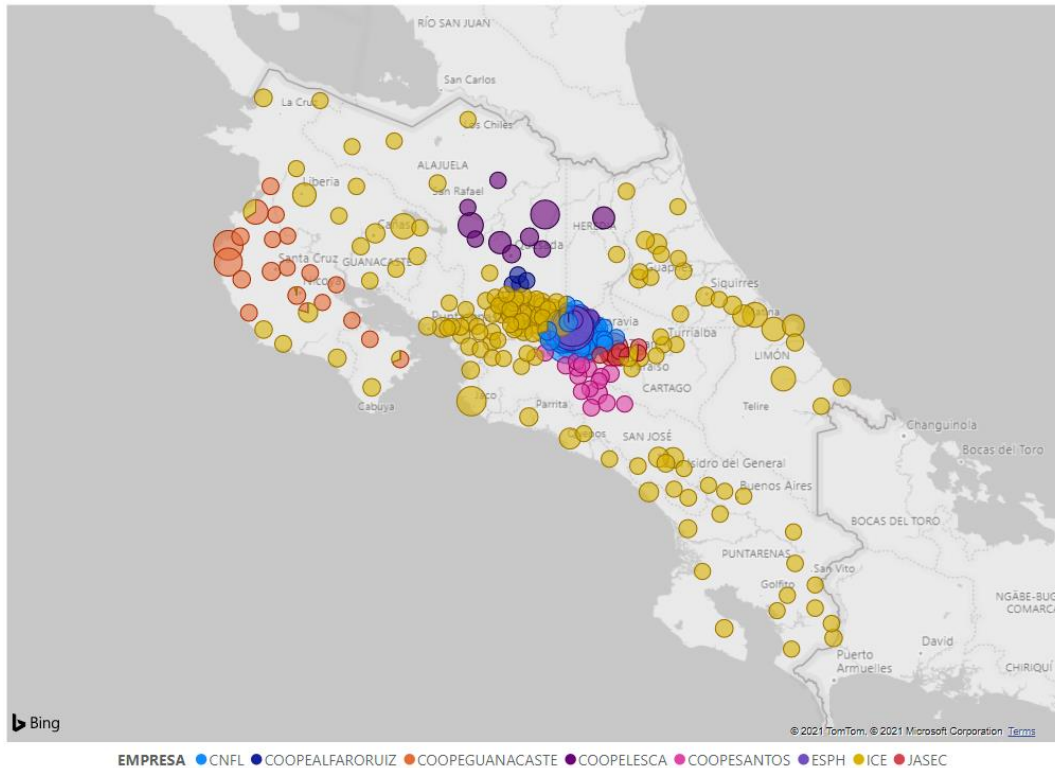
Figura 4. Porcentaje de energía generada como parte del consumo natural por año según categoría tarifaria, 2017-2020



Fuente: ARESEP con base en los datos aportados por las empresas reguladas, 2021.

Dada su localización geográfica, Costa Rica presenta un alto potencial solar; la mayor radiación ocurre en la región norte de la vertiente pacífica y la región occidental del país. Por otra parte, los valores mínimos se presentan en la Zona Norte, parte del Pacífico Central, parte del sector Sureste posterior al Valle Central y en la región Caribe Norte (Wright, 2006, pág. 45) y (Castro, 1987); consecuente con estas características es la distribución espacial de los generadores distribuidos en el territorio nacional; en la Figura 1 se observa este comportamiento para diciembre del año 2020, tal que en la provincia de Guanacaste se encontraba el 14% de los generadores distribuidos, que durante ese año produjeron el 10% de la energía generada, mientras que en Limón estaban establecidos el 4% de los abonados productores, que en conjunto generaron 7,1% de la energía de 2020. Para este mismo año, la provincia de San José es la que acumula mayor cantidad de abonados con sistemas de generación distribuida (35%), produciendo alrededor de 37% de la energía.

Figura 5. Ubicación geográfica y energía producida por los generadores distribuidos agregada por distrito según empresa distribuidora, diciembre 2020 (Cifras preliminares)



Fuente: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, 2021.

En cuanto a la viabilidad económica de la generación distribuida, en un estudio de (Universidad de Costa Rica 2015) se determinó que la generación distribuida para autoconsumo es más rentable para abonados productores residenciales cuyo consumo mensual se encuentra entre 200 kWh y 1500 kWh, en este caso se amortizaría la inversión en alrededor de diez años. Por otra parte, para abonados productores con consumo mensual inferior a 200 kWh el periodo de amortización de la inversión realizada es de 30 años (suponiendo tarifas y precios del 2015).

En el caso de los abonados productores sujetos a las tarifas industriales y media tensión, se estima en dicho estudio que la recuperación de la inversión se alcanza en alrededor de 15 años para clientes con consumo eléctrico mensual menor a 3000 kWh, lo cual resulta en un incentivo al autoconsumo para estar por debajo del límite de los 3.000 kWh.

Cabe señalar que, según el modelo de asignación de capacidad óptima de generación fotovoltaica (maximiza la rentabilidad del generador) y una probabilidad de instalación para cada cliente de CNFL para la cual se realizó el estudio, la mayor probabilidad de instalación de sistemas fotovoltaicos se presenta en los cantones con mayor nivel de desarrollo.

La evolución tecnológica de los recursos energéticos distribuidos y su acelerada incorporación a la red eléctrica nacional desde 2015 a la fecha hace necesaria la revisión periódica y oportuna de la regulación en materia de generación distribuida, tanto en sus aspectos técnico-ingenieriles como para brindar señales de precio acordes a dicho contexto e impacto de dicho recurso distribuido sobre la sostenibilidad financiera del modelo eléctrico costarricense, y particularmente de la asignación de costos para los abonados productores en materia de interconexión a la red, acceso y cargos de potencia, entre otros.

Es por ello, que diferentes estudios y diagnósticos como los realizados por la Universidad de Costa Rica, Universidad Pontificia Comillas y la empresa Deloitte sobre regulación técnica y económica de generación distribuida han evidenciado la necesidad de modificar las metodologías tarifarias relacionadas con la generación distribuida en este caso particular lo relativo a la modificación de tarifa de acceso y la determinación de la tarifa de interconexión.

4.2 Aspectos teóricos del diseño de tarifas

Tal y como dictamina la Ley N° 7593, dentro de los principios básicos de los mecanismos tarifarios a desarrollar, se debe garantizar el servicio al costo y la determinación eficiente de este costo, lo anterior, es contemplado en la literatura especializada, de un modo más amplio como menciona (Chaves et al, 2020, pág. 65) al indicar: “el objetivo del diseño tarifario no debería ser únicamente asegurar la recuperación de costos, sino también dirigir las acciones de los usuarios a un uso más eficiente del sistema eléctrico”, al respecto dichos autores mencionan que a partir de la revisión de (Burger et al. 2019; OECD 2011; I. Pérez-Arriaga 2016; Rodríguez Ortega et al. 2008), se llega al consenso general de que las tarifas eléctricas deberían contemplar los siguientes principios:

“Eficiencia económica: *los bienes o servicios deben ser consumidos por quien más se beneficia de ellos (I. J. Pérez-Arriaga 2013). El objetivo principal de este principio es la minimización de los costos totales del sistema. No sólo se deben minimizar los costos actuales del*

sistema sino también los costos del sistema a largo plazo. Esta minimización de los costos del sistema se puede lograr enviando señales económicas eficientes a los usuarios del sistema que fomenten el uso eficiente de la red (Batlle 2011).

Una de las principales cuestiones que surgen cuando se mide la eficiencia económica es qué costos deben incluirse en los costos totales del sistema (European Commission 2018). Por ejemplo, un gran despliegue de vehículos eléctricos elevaría los costos del sistema eléctrico, ya que se necesitarían refuerzos de la red. Sin embargo, también disminuiría el número de vehículos impulsados por combustibles fósiles y, por consiguiente, el consumo de combustibles fósiles y las emisiones de CO₂.

Por lo tanto, para calcular con precisión la minimización de los costos totales del sistema, se deberían tener en cuenta los beneficios externos en estos otros sistemas.

Una vez definidos los costos totales del sistema, se pueden establecer los criterios para obtener la **eficiencia económica**:

1. *Minimización de costos del sistema: el objetivo principal del diseño de tarifas es la minimización de los costos totales del sistema. No sólo se deben minimizar los costos actuales del sistema sino también los costos del sistema a largo plazo, considerándose las inversiones futuras y los costos asociados.*
2. *Reflectividad de costos: la tarifa eléctrica refleja los costos del suministro de electricidad, reconociendo que estos precios pueden variar según el tiempo, la ubicación y la calidad de suministro (Pollitt 2018). Consideraciones adicionales para asegurar la reflectividad de costos:*
 - *Aditividad de los costos: los consumidores pagan la suma de los costos que su consumo induce a los costos totales del sistema.*
 - *Simetría: el consumo y la inyección en el mismo nodo y al mismo tiempo se pagan/cobran por igual (con signo opuesto).*
 - *Robustez frente a la agregación de consumidores: el importe pagado por la agregación de consumidores es igual a la suma de los pagos de cada consumidor conectado por separado a la red.*
3. *Previsibilidad: En el corto plazo, cuán precisamente los consumidores pueden estimar el monto que pagarán antes de consumir la electricidad. A largo plazo, asegurar la menor incertidumbre regulatoria a los usuarios.*

4. *Neutralidad tecnológica: la tarifa debería ser agnóstica a las actividades particulares para las cuales se utiliza la red o la tecnología utilizada para retirar o inyectar energía en la red (I. J. Pérez-Arriaga 2013).*
5. *Minimización de subsidios cruzados: las acciones de un usuario no deberían tener un impacto negativo en los cargos aplicados a otros usuarios (Burger et al. 2019; Strielkowski, Štreimikienė, and Bilan 2017).*

Equidad: de acuerdo con (I. J. Pérez-Arriaga 2013), una tarifa equitativa no debería proporcionar ninguna ventaja a un determinado usuario frente a otro usuario. Esta definición conlleva muchas implicaciones, de las que las más discutidas son las que en (Burger et al. 2019) se definen como equidad en la asignación, equidad distribucional y equidad transicional.

1. *Equidad en la asignación: usos de red idénticos deberían ser cargados de la misma manera. En cuanto a usos de red idénticos nos referimos a localizaciones y patrones de consumo comparables, sin tener en cuenta la naturaleza del usuario, el uso final de la energía o los dispositivos que se encuentren tras el medidor. A pesar de que la equidad en la asignación se deriva de la definición de equidad, sus implicaciones están completamente alineadas con el principio de eficiencia económica.*
2. *Equidad distribucional: los cargos aplicados a los consumidores deberían ser proporcionales a la capacidad de pago de cada usuario. Esta implicación es especialmente relevante cuando se asignan costos en los que no es posible enviar una señal de eficiencia económica. A su vez, la equidad distribucional normalmente colisiona con el principio de eficiencia económica.*
3. *Equidad de transición: la transición de una tarifa antigua a una nueva debería realizarse de manera gradual y sin cambios abruptos en los cargos.*

Simplicidad: la tarifa debería ser fácil de entender para la gran mayoría de la población a fin de facilitar la comprensión y la aceptación entre los usuarios del sistema (Nijhuis, Gibescu, and Cobben 2017).

Transparencia: la publicación y explicación de la metodología de diseño de las tarifas es el único mecanismo disponible para verificar si se están cumpliendo los demás principios.

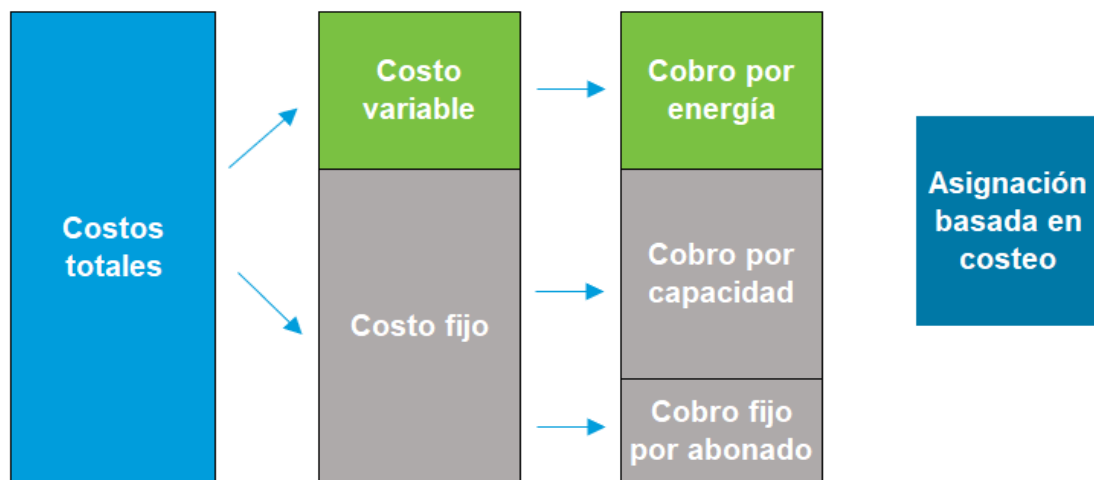
La dificultad de cumplir simultáneamente todos los principios en una metodología es también un consenso general, ya que los principios generan conflictos entre sí. Por ejemplo, y como se ha indicado previamente, la equidad distribucional limita la eficiencia económica (Batlle 2011; I. J. Pérez-Arriaga 2013)”. (Chaves et al, 2020, págs. 65-67)

Es importante indicar que, ante un servicio suministrado al costo, la estructura tarifaria debería realizar una asignación de costos con base en coeficientes de asociación que permitan recolectar los ingresos regulatorios requeridos tarifariamente.

Los costos se pueden dividir de un modo muy general en dos grandes grupos, los costos variables, que son aquellos que dependen de la cantidad de energía vendida, y los costos fijos, que dependen directamente de la cantidad de potencia vendida y un cobro fijo por abonado.

Tal y como indica (Srouga, 2000) y (Mercados Energéticos, 2019), los costos fijos deben recuperarse por medio de un cargo fijo por abonado y un cargo por capacidad requerida del sistema, por su parte los costos variables deben recuperarse por medio de un cargo en función de la energía consumida, en la siguiente figura se muestra esquemáticamente la forma de asignación.

Figura 6. Esquema de distribución de costos para la estructura tarifaria



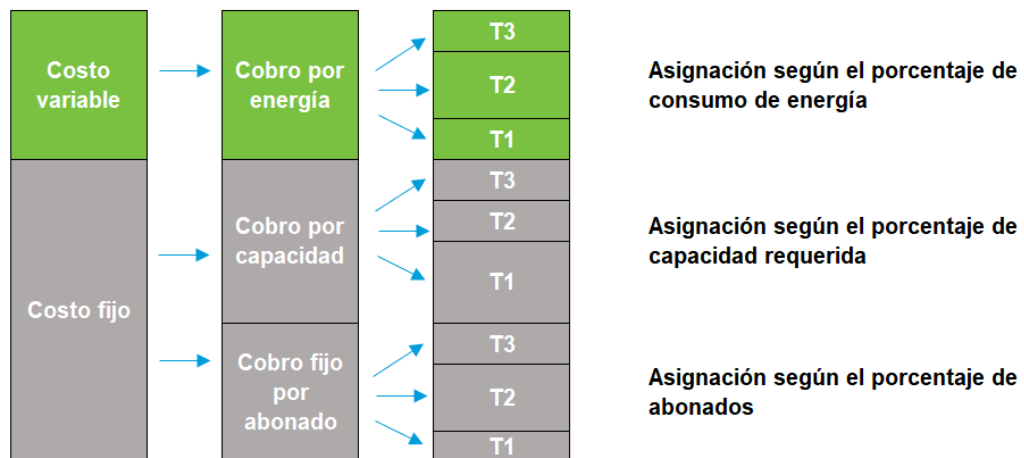
Fuente: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, 2021.

La asignación de los costos entre fijos y variables, así como la división según el cobro por energía, cobro por potencia y cobro fijo por abonado, debe realizarse por medio de un mecanismo de asignación basada en el costeo de la actividad. Una vez realizada la determinación de los costos, se procede a hacer una asignación de estos entre los diversos grupos tarifarios, por medio de un conjunto de factores, entre los cuales se pueden mencionar los siguientes (figura 6):

- El cobro por energía debe asignarse según el porcentaje de consumo de energía.
- El cobro de capacidad debe asignarse según el porcentaje de capacidad requerida.
- El cobro fijo por abonado debe asignarse según la estructura porcentual de abonados.

Además, se hacen reasignaciones de costos por motivos de política nacional y de características de los clientes.

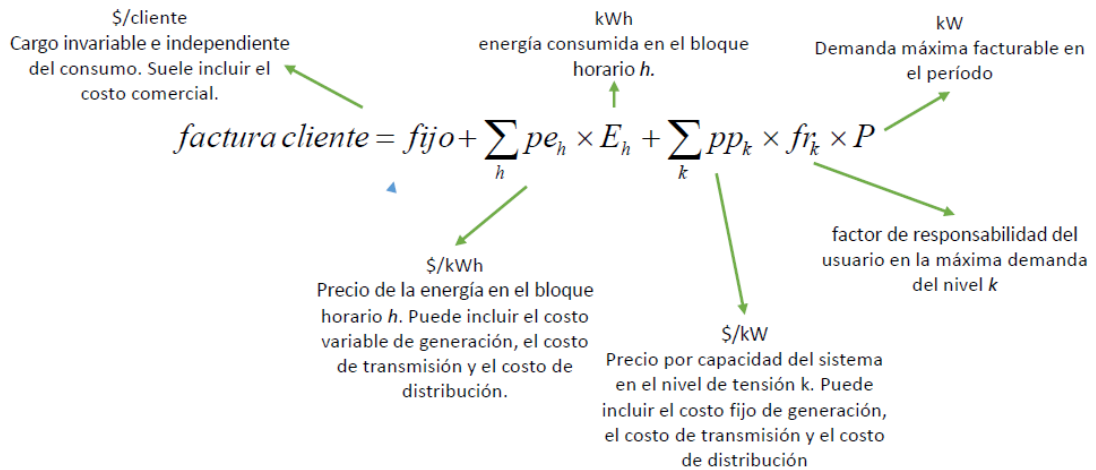
Figura 7. Esquema de distribución de costos entre los diversos grupos tarifarios



Fuente: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, 2021.

De este modo, la facturación a los usuarios finales, según (Mercados Energéticos, 2019, pág. 33) se puede determinar de la siguiente forma:

Figura 8. Facturación a los usuarios finales, según esquema teórico



Fuente: (Mercados Energéticos, 2019, pág. 33)

Lo anterior, también fue abordado por (Chaves et al, 2020), de modo concreto, resumen esta clasificación de costos de la siguiente forma:

“De esta manera, los costos reconocidos se pueden dividir en tres categorías dependiendo de los factores que los provocan:

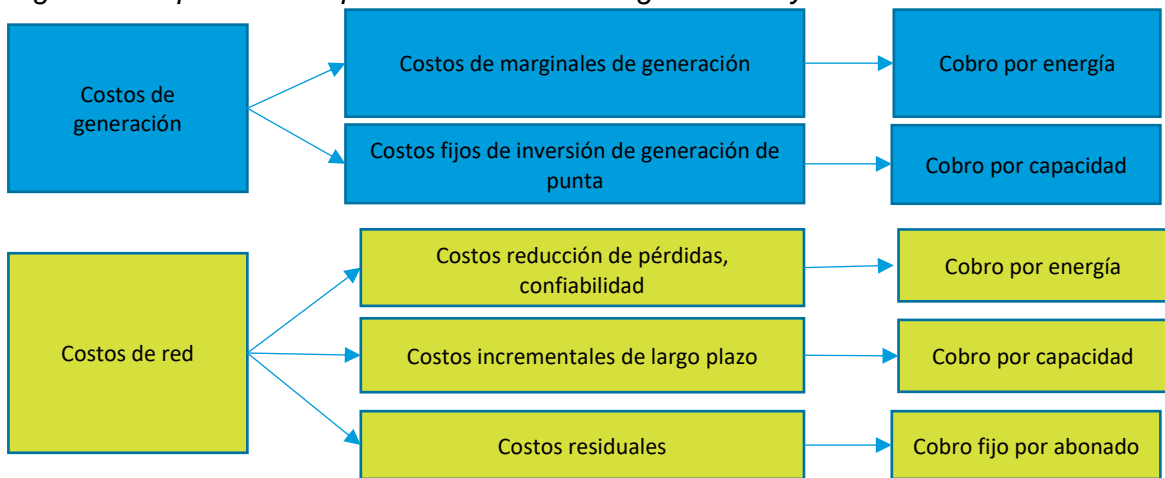
1. Costos variables: aquellos costos que varían directamente con el consumo de energía, como pueden ser los costos variables de generación, los costos de reducción de pérdidas o los costos asociados a la confiabilidad del sistema.
2. Costos incrementales: aquellos costos asociados a inversiones necesarias (de generación o de red) para hacer frente a incrementos de demanda o de generación.
3. Costos residuales: aquellos costos que no son recuperados a través de los cargos incrementales o los cargos variables.” (Chaves et al, 2020, pág. 72)

Para reforzar lo anterior, se procedió a realizar un abordaje más amplio para el caso de Costa Rica, lo cual fue incorporado dentro del informe final de dicha contratación técnica, donde desarrollaron la subsección 4.3. Metodología para el análisis del diseño de tarifas, dentro de esta se abordó el tema de la segmentación de costos y asignación a cargos, la determinación de los grupos tarifarios y el trato diferenciado que se da a los productores consumidores.

En relación con la segmentación de costos y asignación de los cargos, se hace un análisis de la importancia de la adecuada determinación y clasificación de los costos de generación, tema de gran relevancia, pero que

se debe abordar de modo integral en la metodología de generación, de igual manera, se hace un abordaje de los costos de redes, lo cual, está relacionado con la metodología de distribución, y que posteriormente influye en la metodología de acceso e interconexión, pues la metodología de distribución determinará en gran medida los costos de las redes, la cual deberá asignarse entre los diversos clientes por medio de los cargos respectivos, los cuales deberán guardar consistencia, con la naturaleza de estos costos, tal y como se procede a mostrar en la figura 5, que se presenta a continuación.

Figura 9. Esquema de Separación de costos de generación y de red



Fuente: (Chaves et al, 2020, pág. 77).

4.3 Efectos de la generación distribuida en los costos de distribución

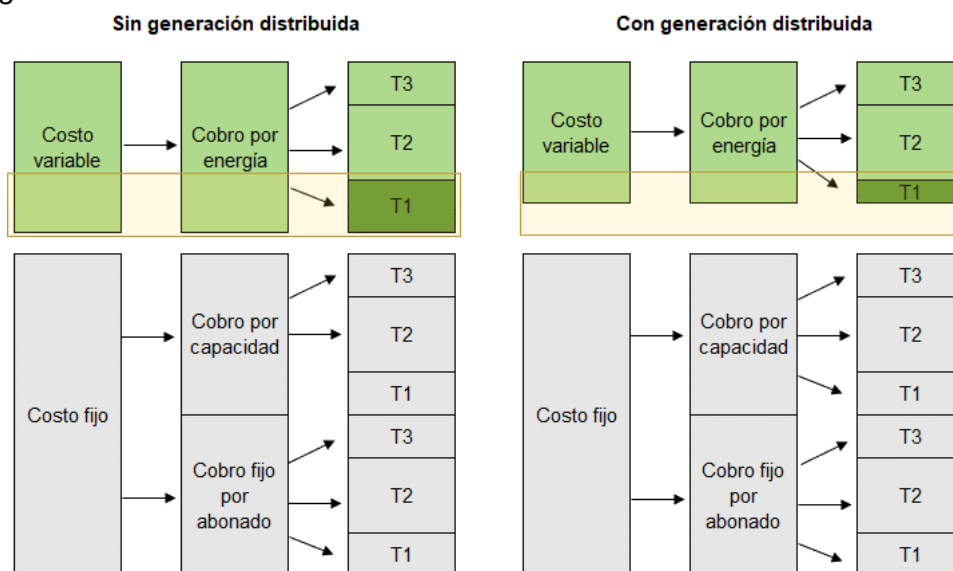
Una vez resumida la teoría sobre la estructura tarifaria, se analiza cuál es el impacto de la generación distribuida en los costos de distribución. La metodología vigente en distribución posee un mecanismo de liquidación que busca igualar los ingresos a los gastos, lo cual garantiza que la empresa logre recuperar todos los costos asociados, esto es importante pues las empresas distribuidoras han planteado en la encuesta sobre el “impacto financiero a las empresas distribuidoras debido a la instalación de generación distribuida” realizada en el estudio de Comillas, la preocupación de que actualmente están perdiendo ingresos por el tema de generación distribuida, sin embargo, dichos ingresos se recuperan en tarifa, siendo asumidos por otros grupos de clientes.

Empleando los conceptos teóricos básicos de costos fijos (costos fijos de inversión de generación de punta y costos incrementales de largo plazo) y costos variables (costos de marginales de generación y costos reducción de pérdidas), la generación distribuida ocasiona en el corto plazo que los

productores-consumidores requieran de una menor cantidad de energía y con ello una menor recaudación de ingresos por cargo variable de energía por parte de las empresas eléctricas. Este efecto se podría mal interpretar como una disminución de ingresos que afecta a la empresa distribuidora, sin embargo, si la empresa distribuidora vende menos energía, entonces ella debería percibir una disminución en su costo variable (por compras y producción de energía), y por tanto no debería existir una afectación en el balance entre ingresos y gastos, tales diferencias en materia de reducción del costo variable.

Para mejor comprensión, se presenta el ejemplo en el cual se aglutina a los generadores distribuidos en un grupo denominado "T1" este grupo de servicios reducirían su compra de energía, y por consiguiente implicaría un menor costo variable como se observa en la disminución del área atribuida a "T1" en la sección de cobro por energía (figura 10), sin embargo, los costos fijos de este grupo de servicios tienen que seguir recuperándose a partir del costo por capacidad y fijo por abonado.

Figura 10. Efecto de la generación distribuida en el corto plazo, en los ingresos y gastos



Fuente: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, 2021.

Sin embargo, no sucede lo mismo con los costos fijos, relacionados con costos asociados a la inversión necesaria de infraestructura eléctrica para garantizar el suministro de energía y potencia eléctrica en los periodos de mayor demanda y costos incrementales de largo plazo, pues, por un principio de

transitividad y reflectividad, este tipo de costos están asociados al requerimiento de capacidad que el cliente necesite de la red, y por tanto debe ser cobrado en función de una aproximación de este requerimiento de potencia, de modo que, aunque consume menos energía, para ciertos usuarios, se requerirá de una infraestructura eléctrica que deberá ser capaz de suplir la potencia requerida y por tanto deberían continuar aportando en similar monto en la recuperación de sus costos.

En el caso de Costa Rica, dada la estructura de generación por fuente (predominante renovables), los costos fijos son porcentualmente más significativos que el costo variable, en comparación con otros sistemas eléctricos.

Asimismo, en relación con el posible impacto de la generación distribuida en los ingresos y gastos de las empresas distribuidoras, se procedió a plantear la consulta a diversos agentes del SEN, como parte de la contratación desarrollada, al respecto, se obtuvieron los siguientes resultados:

“3.4.2 Impacto financiero a las empresas distribuidoras debido a la instalación de generación distribuida

La mitad de las empresas distribuidoras han observado un impacto financiero en las cuentas de la empresa distribuidora a raíz de la instalación de generación distribuida (Coopeguanacaste, ESPH, ICE y Coopelesca), mientras la otra mitad no (JASEC, Coopealfaroruz, CNFL y Coopesantos).

El impacto percibido por cada empresa es muy dispar. Mientras para Coopeguanacaste supone 5,3 M¢ de incremento de costos anuales por cliente instalado y facturado, para el ICE resulta de media alrededor de 2,4 M¢ y para ESPH entre 0,02 y 0,8 M¢ según si el cliente es residencial o industrial.” (Chaves et al, 2020, pág. 63)

En función de todo lo expuesto en este apartado, se obtienen las siguientes conclusiones relacionadas con el efecto de la generación distribuida en los ingresos y gastos de las empresas distribuidoras:

- Si se consume menos energía, la reducción del costo variable, debería reflejarse en una disminución del pago variable del generador distribuido.*
- El generador distribuido, debe contribuir con los costos fijos, pues estos no dependen del consumo de energía.*
- El generador distribuido debe aportar al costo fijo en función del requerimiento de capacidad del sistema y de los costos por abonado.*

- *Un diseño tarifario, con cargo por abonado, pago variable por energía y pago por capacidad absorbe el efecto de los generadores distribuidos.*

4.4 Importancia del perfil de consumo

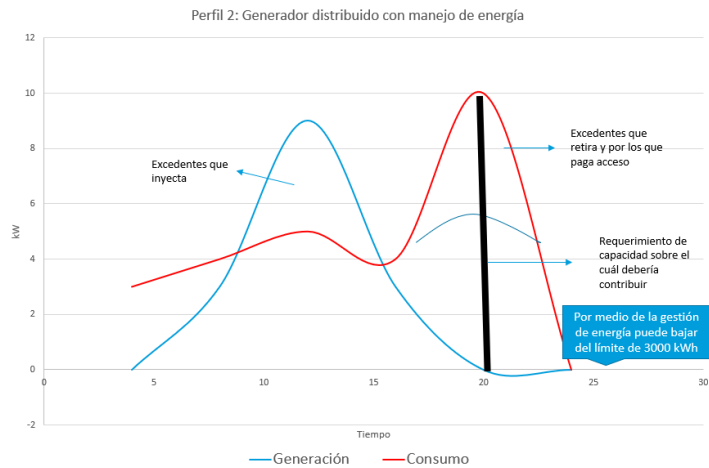
Como se explicó anteriormente, el hecho de que la tarifa de acceso sea un cobro volumétrico por energía, requiere implícitamente que el pago por acceso en conjunto con el pago de potencia implícita o explícita, aproximen los costos fijos que el generador distribuido debe pagar por concepto de requerimiento de capacidad del sistema y cobro fijo por abonado; por lo anterior, es importante determinar adecuadamente el concepto de potencia implícita y del requerimiento de capacidad de los servicios, por esta razón se aborda un análisis sobre tema, iniciando con las siguientes definiciones:

Potencia implícita: es la cantidad de kW que, con base en la estructura tarifaria desarrollada, permite que el pago monómico, sea equivalente a un pago binómico calculando la potencia por medio de un factor de carga implícito que varía proporcionalmente a la energía comprada a la empresa distribuidora, es decir, es la potencia equivalente al pago binómico por concepto de potencia que se cubre de modo implícito al momento de aplicar una tarifa monómica. El desarrollo matemático se muestra en el Anexo A.

Requerimiento de capacidad: proporción de la capacidad de la infraestructura eléctrica de una empresa que un usuario requiere para poder satisfacer su demanda de potencia en cada momento que lo requiera.

Para mostrar lo anterior se plantean dos ejemplos concretos: En el primer caso (figura 11) se muestra en color azul la curva de generación, y en rojo la curva asociada al consumo natural. En horas cercanas al medio día, el generador distribuido posee excedentes que deposita en la red, y que retira en horas de la tarde-noche, por esta energía depositada y retirada, paga la tarifa de acceso. La demanda máxima natural (tomando como referencia un periodo diario) está representada por la línea negra. Si el generador distribuido es binómico (servicios en los que se facture la energía consumida y la potencia), se registrará la máxima demanda de potencia (de conformidad con la norma AR-NT-SUMEL), la cual es exactamente igual a la línea negra y por tanto este usuario ya pagó la demanda máxima, al realizar el pago por potencia, y por tanto al pagar la tarifa de acceso, puede que se refleje una sobreestimación o subestimación del importe por requerimiento de capacidad.

Figura 11. Curvas de carga, determinación de excedentes y requerimiento de capacidad para usuarios con perfil con doble pico
(Con datos simulados)



Fuente: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, 2021.

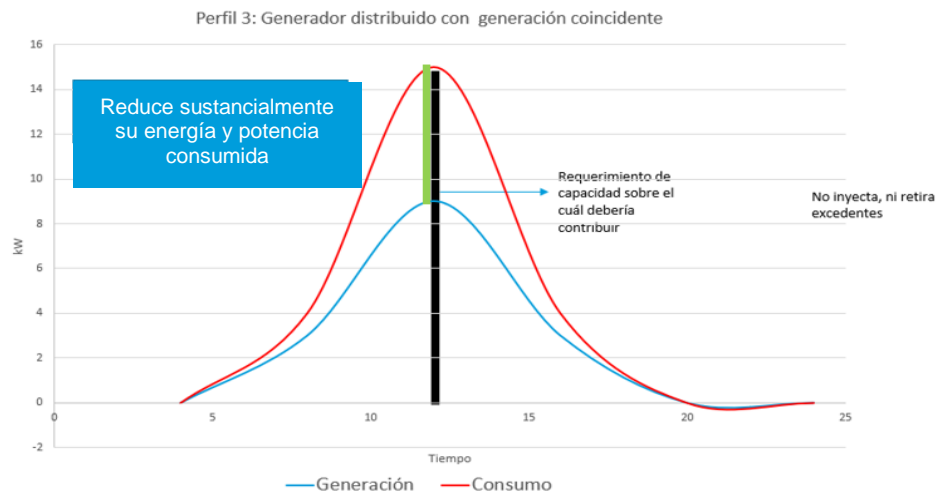
Un elemento importante es que, dependiendo del comportamiento del consumo, el generador distribuido podría estar por debajo de los 3 000 kWh de energía total retirada y de este modo pasar a una tarifa monómica, al realizar lo anterior, puede que la potencia implícita incluida en dicha tarifa monómica no sea suficiente para cubrir el monto de costos asociado al requerimiento de capacidad del sistema, por lo que se requiere que, el monto pagado por acceso contribuya a aproximar de mejor manera el monto a pagar por requerimiento de capacidad.

Por medio de un proceso de análisis de datos muestrales, derivados del despliegue de una campaña de medición de los abonados-productores por empresa eléctrica en el caso de Costa Rica, se pueden obtener los perfiles de consumo de clientes en las diferentes categorías tarifas, que permitan inferir el requerimiento de capacidad y perfil de consumo de estos servicios.

Para ejemplificar la importancia de las curvas de carga en esta determinación, se presenta otro ejemplo en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, podría ser un caso similar a un comercio, en el cual la generación coincide en gran medida con la demanda máxima de la curva de consumo natural, de este modo, no tiene excedentes (pues en ningún instante generó más de lo que consumió) por tanto, según la metodología de acceso vigente no tendría que realizar ningún pago por tarifa de acceso, además si es binómico la demanda máxima asociada registrada por el medidor bidireccional que está dada por la línea verde, sin embargo note que el máximo requerimiento de capacidad viene dado por la línea negra, pues si en algún

momento el sistema de generación propio deja de funcionar, el sistema debe tener la capacidad para cubrir la demanda máxima de su consumo natural. Este es un caso en el cual, el generador distribuido, no está pagando por la capacidad que la empresa debe tener disponible para abastecer esa demanda máxima posible.

*Figura 12. Curvas de carga, determinación de excedentes y requerimiento de capacidad para usuarios con perfil pico al medio día
(Con datos simulados)*



Fuente: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, 2021.

En conclusión, tanto las tarifas monómicas (servicios en los que se facture la energía consumida) como binómicas (servicios en los que se facture la energía consumida y la potencia) pueden estar generando un monto mayor, menor o igual al requerido, por tanto, es necesario conocer las diversas curvas de consumo para determinar el verdadero resultado requerimiento de capacidad de los usuarios y con esta información cuantificar de mejor manera las asignaciones de costos que fundamentan una señal de precio más adecuada deben realizar.

De este modo, la nueva tarifa de acceso debe ser una aproximación del pago por requerimiento de capacidad del sistema, que contribuya al pago de los costos fijos, a fin de lograr una adecuada transmisión de señales de costos en las tarifas y permita una mejor reflectividad en función de los requerimientos de capacidad de los clientes y de las condiciones del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

También es importante indicar que, los productores-consumidores podrían realizar una adecuada gestión de sus requerimientos de energía y potencia, de modo que logren trasladar consumo entre periodos y logren

reducir el requerimiento de potencia, o logren un manejo de los sistemas de generación distribuida, de un modo eficiente y con gran continuidad de modo que no generen ningún pico de demanda superior a una capacidad esperada, o por ejemplo incluyan sistemas de almacenamiento que suplan potencia en picos de demanda, evitando así la compra de esa potencia a la empresa eléctrica, lo cual tendría a su vez, que reflejarse en menores pagos por requerimiento de capacidad.

4.5 Experiencia internacional

Con el fin de profundizar en el tema, en el año 2019, se realizaron una serie de reuniones virtuales con entes reguladores de otros países, para conocer la forma que han abarcado estos temas. El detalle de dichas sesiones se presenta en el siguiente cuadro.

Cuadro 3. Reuniones virtuales con entes reguladores, 2019

País	Ente regulador	Fecha
España	CNMC	28 de febrero de 2019
Perú	OSINERGMIN	14 de marzo de 2019
México	CRE	29 de marzo de 2019
Chile	CNE	8 de mayo de 2019

Fuente: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, 2021.

En ninguno de los países consultados existe tarifa de acceso, sino que se han implementado otras formas de reconocer estos costos. A continuación, se presenta un resumen de los resultados más relevantes:

- En España todos los contratos de adquisición de energía son binómicos y los usuarios contratan la potencia requerida. En las residencias se cuenta con sistemas de medición que poseen un control de potencia que en caso de ser superada la potencia contratada se suspende el servicio y en el caso de los industriales si se sobrepasa paga por el exceso. Esta forma de cobro contempla el pago de costos fijos asociados a la infraestructura del sistema de distribución y la capacidad instalada, permitiendo al usuario comprometerse con el control de la energía y potencia demandada.
- En el caso de Perú los cargos de transmisión y distribución se cobran por potencia y energía, con la expansión de la generación distribuida se consideraría cambiar la forma de cobro a potencia contratada.
- En México no existe tarifa de acceso, la tarifa de distribución está diseñada para que todos los cargos estén en función del consumo, no existe un costo por entregar energía a la red, si la generación

distribuida creciera considerablemente tendrían que reconocer el costo del sistema, reconociendo los beneficios de la generación distribuida. En la actualidad, cuentan con una “Tarifa de operación” donde se le reconoce al suministrador del servicio el manejo de la generación distribuida (instalar sistemas, hacer compensaciones, avisos, facturación, etc.).

- *En Chile todo cliente con consumo superior a 10kW paga componente de potencia por separado, para ello existen varias opciones, entre ellas: potencia contratada, potencia leída o una combinación de ambas por período horario.*

De este modo, si el diseño tarifario del sistema eléctrico nacional logra reflejar integralmente la teoría de costos y asignaciones antes indicadas, la generación distribuida no requeriría una tarifa de acceso, tal y como sucede en Chile, España y México. No obstante, actualmente la estructura no posee estas condiciones y para su implementación se requiere varios cambios entre los que resaltan:

- *Evitar el cambio de tarifas monómicas a binómicas, tal y como se mencionó en secciones precedentes.*
- *Sustitución del parque de medidores por medición que registre potencia.*
- *Modificación de la estructura tarifaria, para que se incluyan periodos horarios estacionales y cobros por potencia para todos los servicios.*
- *Determinación de curvas de carga, a través de campaña de medición.*
- *Replantearse la forma del sistema tarifario actual.*

En virtud de lo anterior, es necesario modificar la metodología de acceso vigente por una metodología que permita a los productores-consumidores contribuir con los costos fijos.

De igual modo, como parte de la contratación desarrollada, se procedió a solicitar un análisis de la experiencia internacional. A continuación, se muestra un resumen del trabajo desarrollado:

“4.2 Revisión de la experiencia internacional respecto a la generación distribuida

En este apartado se resumen los principales aprendizajes de cada uno de los países analizados en la experiencia internacional, la cual se ha descrito en el Producto 4 del presente proyecto y se incluye en el Anexo 2 de este documento.

En cuanto a Colombia, resulta interesante analizar la manera en la que ha afrontado el desafío de regular la generación distribuida y el autoconsumo. Sin embargo, en Colombia la regulación de autoconsumo es relativa y su sistema tarifario no está muy desarrollado. Lo más relevante para Costa Rica es la valoración de los beneficios de la generación distribuida relacionado con la reducción de las pérdidas de energía. También resulta relevante el rol de órganos independientes para la resolución de conflictos relacionados con la interconexión de generación distribuida.

Con respecto a España, resulta interesante el análisis de la tarifa eléctrica para el conjunto de los consumidores debido a la implantación de contadores inteligentes para la gran mayoría de consumidores de baja tensión, lo que permite el desarrollo de tarifas más avanzadas. España ha realizado cambios recientes respecto a la generación distribuida y respecto a aspectos que no funcionaron correctamente en la antigua regulación. Uno de los principales aspectos que se eliminó fue el cargo sobre la energía auto generada (este cargo tenía el objetivo de que los consumidores con generación distribuida contribuyeran como el resto de consumidores al pago de costos del sistema como redes u otros costos regulados). A este cargo se le solía llamar “impuesto al sol”. Este cargo creó una mala imagen sobre la regulación, la cual fue percibida como un impedimento al desarrollo del autoconsumo. Además, este cargo generaba incentivos a no declarar la generación distribuida.

Otro aspecto relevante para Costa Rica es que las tarifas en España se establecen según criterios eléctricos y no por el uso final de la energía. Además, el diseño de los cargos por potencia contratada que entrará en vigor en 2021 varía por períodos y se aplica todos los grupos tarifarios, lo cual es una manera eficiente de reflejar los costos de la red.

España nunca ha implementado el neteo de energía entre varios periodos. Existe una valoración económica de los excedentes o venta de energía que depende del costo de la energía en cada hora y se resta al pago de la energía los costos de los servicios auxiliares. Finalmente, se reguló la generación distribuida conjunta, que permite desarrollar generación distribuida de mayor escala, pero limitada a una distancia máxima de 500 metros.

El Reino Unido es uno de los países más avanzados en cuanto a las tarifas aplicadas a consumidores en general, a pesar de no poseer una gran implantación de contadores inteligentes a nivel residencial.

Ofgem, el regulador británico, ha realizado múltiples estudios con el objetivo de implantar unas tarifas de red que permitan un desarrollo eficiente de la misma y del sistema eléctrico en su conjunto. De esta manera, gracias al análisis realizado se muestran las razones por las que se han abandonado las FIT, así como los últimos avances en diseño de tarifas eficientes.

Otro aspecto relevante a resaltar en el Reino Unido, que puede ser de relevancia para Costa Rica, es la creación de una identidad independiente para la resolución de conflictos entre distribuidoras y empresas desarrolladoras y, en última instancia, el regulador puede tener la labor de agente mediador. En Reino Unido no existe además la medición neta sencilla.

Como aprendizaje para Costa Rica de Hawái es la eliminación de la medición neta sencilla y la regulación de los sistemas de almacenamiento. La venta de excedentes se determina por períodos, lo cual puede ser un paso intermedio antes de un sistema de compensación horaria. En cuanto a la tarifa es relevante resaltar la existencia de cargos fijos (\$/cliente) para recuperar ciertos costos que no están relacionados con el consumo de energía.

Finalmente, en el caso de Brasil, como aspecto relevante para Costa Rica es la existencia de un mediador independiente como en el caso de otros países y la posibilidad que el regulador sea el último recurso para resolver conflictos. También es relevante señalar la preocupación del regulador por el desarrollo de la generación distribuida y el impacto negativo que tiene la medición neta sencilla actualmente en vigor en el país. El regulador propone establecer límites para el desarrollo de la generación distribuida y así poder limitar su impacto.

A continuación, se muestran las tablas resumen para la comparación de los países incluidos en el análisis. La Tabla 3 muestra el marco normativo aplicado en cada país, es decir, la regulación aplicable, los límites individuales de potencia instalada para las actividades de autoconsumo o generación distribuida, si se requiere de una solicitud de interconexión, los medidores requeridos, la responsabilidad de pago de los refuerzos de red necesarios y si se permite el autoconsumo compartido y el autoconsumo virtual.

	Colombia	España	Reino Unido	Hawái	Brasil
Regulación aplicable	CREG RESOLUCIÓN No. RD 1600/2011 030 DE 2018	RD 244/2019	EREC G98 EREC 99	Rule N.º 14	PRODIST Módulo 3
Límite de potencia instalada	Autoconsumo: 1 MW Generación distribuida: 5 MW	100 kW	3,6/11,04 kW Hasta 50 MW	Sin límite	Micro: 75 kW Mini: 5 MW
Requerimiento de solicitud de interconexión	Sí	Sí, autoconsumo sin excedentes exento	Sí, EREC G98 exento	Sí, instalaciones sin excedentes exento	Sí
Medidor	Bidireccional	Bidireccional o doble medidor	Bidireccional	Generación neta	Bidireccional o doble medidor
Pago de refuerzos	Solicitante	Solicitante	Solicitante	Solicitante	Micro: exenta Mini: Solicitante
Autoconsumo compartido	No	Hasta 100 kW a 500 m	Sí	Sí, Community solar	Sí
Autoconsumo virtual	No	No	No	No	Sí, pero con intención de revisar

Tabla 3. Comparación Internacional. Marco normativo

La Tabla 4 muestra los límites de capacidad instalada por circuito o transformador aplicados en cada país. Para Reino Unido no se encontró esta información y depende de los criterios de las empresas distribuidoras.

	Colombia		España	Hawái	Brasil
Regulación aplicable	CREG Resolución No. 030 DE 2018		RD 1699/2011	Rule N.º 14	Código I-432-0003 de Celesc Distribuição
Criterio	Suma de potencia instalada en un circuito	Energía horaria generada en relación con el promedio anual de las horas de mínima demanda diaria	Suma de potencia instalada en un circuito	Potencia de cortocircuito del transformador (lado primario / lado secundario)	Potencia nominal del generador
Límite	≤ 15 % de la capacidad nominal	≤ 50 %	≤ 50 % de la capacidad térmica	≤ 10 % / ≤ 2,5 %	≤ 10 % de potencia de cortocircuito

Tabla 4. Límites de potencia por circuito o transformador.

Finalmente, la Tabla 5 muestra el tratamiento que se realiza a la energía generada por los generadores distribuidos, ya sea para autoconsumo o no, y los grupos tarifarios en los que se dividen las tarifas aplicadas a los consumidores en general.

	<i>Reino Unido</i>	<i>España</i>	<i>Colombia</i>	<i>Brasil</i>	<i>Hawái</i>
Compensación neta sencilla	No existe	No existe	Mensual con costo margen de comercialización (y costos de distribución, transporte, pérdidas y restricciones)	Sí, con crédito para 60 meses. Se está proponiendo modificarlo	Existió, pero fue eliminado en 2017
Venta de excedentes	Feed-in Tariff eliminadas en 2019 Smart Export Guarantee	Compensación económica a precio de mercado diario e intradiario reduciendo costo de desvíos	A precio mayorista para los auto-consumidores A precio mayorista más el 50% de las pérdidas evitadas para la generación distribuida	No existe, se conservan los excedentes para netear en el futuro. Pasados los 60 meses, el consumidor pierde la compensación por la energía inyectada	Varios programas: Customer Grid Supply Smart Export Guarantee
Grupos tarifarios	Domésticos (con dos segmentos) y no domésticos	Por características eléctricas	Por estrato social	Por tipo de consumidor	Por tipo de consumidor

Tabla 5. Comparación internacional. Tratamiento de la energía generada por los autoconsumidores y generadores distribuidos y grupos tarifarios para los consumidores en general.

Tal y cómo se observa en las tablas anteriores, las condiciones de la generación distribuida en los países analizados son diferentes. Aun así, a continuación, se muestran las conclusiones más importantes extraídas de este análisis.

- *Los programas de medición neta sencilla se han ido abandonando, ya que son perjudiciales si se compensa el costo total del suministro eléctrico ya que permitiría que los consumidores dejen de pagar por costos del sistema como las redes, servicios auxiliares o no se valore el costo real de la generación que puede cambiar de una hora a otra.*
- *Las ventas de los excedentes de generación en España y Reino Unido, varían por hora o periodo para que reflejen los costos de generación que sustituyen.*
- *Los grupos tarifarios no deberían depender del tipo de consumidor (como se hace en Brasil, Hawái o Colombia), sino de las características eléctricas del punto de consumo.*
- *Los requisitos de medidores son claves para evaluar impactos de la generación distribuida e implementar tarifas avanzadas.*
- *El autoconsumo compartido o generación distribuida conjunta es una opción que se está implementando en los países.*
- *El autoconsumo virtual⁴ no se recomienda ya que el único país de los analizados que lo permite actualmente es Brasil y el regulador, ANEEL, pretende revisar dicho mecanismo debido a sus ineficiencias a la hora de enviar señales económicas a los consumidores." (Chaves et al, 2020, págs. 67-71)*

4.6 Inclusión de eficiencia por medio de tarifa máxima.

Los instrumentos regulatorios deberán generar un esquema que emita las señales de precios adecuados, de modo tal que se propicie la asignación óptima de los recursos, a fin de que los agentes logren tomar las decisiones que permitan maximizar su bienestar y el de la sociedad en general, lo que a su vez permitiría el desarrollo eficiente de la actividad.

Al respecto la Política Regulatoria de la ARESEP indica:

“La regulación debe ser eficiente y eficaz, se deben alcanzar los objetivos públicos y satisfacer el valor público de la regulación con el menor costo posible, lo que obliga a examinar el tipo de regulación más

⁴ Modalidad de la generación distribuida para autoconsumo en donde los sistemas de generación distribuida para autoconsumo desligan el punto de consumo del punto de generación. El productor consumidor de un sistema que produce excedentes registrados en un medidor (punto de generación) se le reconocen en otro medidor (punto de consumo).

idóneo para alcanzar aquellos objetivos propuestos, luego comparar entre las varias alternativas idóneas para optar por aquella que logra los mismos objetivos con el menor costo posible.

La eficacia y eficiencia de la regulación está estrechamente asociada a la evaluación ex ante y ex post que permiten prevenir en el primer caso, y corregir en el segundo la regulación que no cumple con estos principios”. (Aresep, 2021, pág. 23)

De este modo, se deberá incentivar la competitividad, y el desarrollo de iniciativas que logren mejorar las condiciones integrales del SEN, con un conjunto de condiciones homogéneas, equitativas, transparentes y neutrales que propicien una retribución que logre reflejar adecuadamente los costos eficientes respectivos por el uso de la red.

Por esta razón, la Política Regulatoria de la ARESEP, complementa el principio de la eficiencia, con la adecuada utilización de los recursos disponibles, tal y como se muestra a continuación:

“La eficiencia está al servicio de la eficacia. El principio exige una correcta planificación, la maximización de los recursos disponibles, la racionalidad en la priorización y asignación del gasto y la inversión, la fijación de estándares, la especialización, hacer bien las cosas al menor costo posible. Obliga a examinar la necesidad e idoneidad de los medios: organización, recursos: humanos, materiales, financieros y jurídicos y su gestión, en relación con los fines. Procura la prestación eficiente de los servicios públicos de manera que se traduzca en tarifas justas, que aseguren la asequibilidad a la población y la competitividad del país”. (Aresep, 2021, pág. 19)

La teoría muestra que la tarifa máxima contiene un conjunto de elementos que permiten contribuir en la solución a los problemas de la regulación por tasa de retorno y ofrece incentivos que propicia la eficiencia, ya que presenta las siguientes características:

- Al no ser necesario revisar estrictamente los costos de la empresa regularmente, la regulación sería menos costosa, no se limita la innovación y se incentiva la reducción de costos.*
- Además, el enfoque de precios genera incentivos para la minimización de costos, en la medida en que la empresa puede apropiarse, al menos transitoriamente, de las ganancias de eficiencia que realiza.*
- No crea distorsiones hacia la sobreutilización de ningún factor porque busca propiciar condiciones competitivas y hace que la empresa enfrente un precio máximo dado, de tal manera que la rentabilidad dependerá del grado de eficiencia de la empresa en minimizar sus gastos operativos y de capital.*

- *La tarifa máxima permite crear un mecanismo flexible, lo cual es de gran relevancia en este caso, dado que existen cambios significativos en periodos cortos de tiempo y es necesario que el esquema tarifario logre reaccionar de modo dinámico ante esas situaciones, además, permite un mayor conjunto de oportunidades y espacios de negociación entre los agentes.*
- *Propicia la competitividad y estimula la eficiencia, elemento fundamental a tomar en consideración dentro de los principios tarifarios. Este esquema es característico por su alto poder en la estimulación de la eficiencia, al dar la oportunidad a los agentes de competir con base en sus costos y de esta manera no estar sujetos a un valor único, sino plantear ofertas que pueden ser más rentables, lo cual a su vez permitiría propiciar la asignación óptima de los recursos.*
- *Genera los incentivos el desarrollo de la generación distribuida, al permitir a las empresas transmitir su eficiencia operativa a la tarifa, y con ello reducir los costos de acceso a la red de distribución por parte de los generadores distribuidos.*

A su vez, la Política Regulatoria de la ARESEP, también ha sido clara en la necesidad de generar enfoque flexibles y dinámicos que se ajusten a los diversos cambios:

“En el marco de esta política, se extrae la necesidad de una regulación flexible (capacidad de adaptación a los cambios científicos y tecnológicos, de la realidad social y económica y a situaciones provocadas por eventos de la naturaleza como la fuerza mayor); prospectiva (anticipar los cambios prevenir los riesgos, vanguardista), previsible (los agentes económicos conocen de antemano con un alto grado de certidumbre como actuará, generando seguridad jurídica y confianza en la regulación), oportuna (se dicta en el tiempo y circunstancias correctas para lograr el fin deseado), coherente (sin contradicciones internas, uniforme en las soluciones o tratamiento de situaciones similares); sistémica (su estructura responde a una serie de principios jurídicos y técnicos, objetivos y motivos claros y organizados siguiendo criterios de ordenación), mejora continua (revisión periódica, innovadora, dinámica, aprovechando las fronteras del conocimiento, a horcadas de las mejores prácticas internacionales, etc.), legal (apegada a reglas jurídicas y de la ciencia y la técnica), habilitante (faculte al destinatario a actuar para lograr los objetivos públicos), proporcional (necesaria, idónea para alcanzar el fin

propuesto), clara y comprensible (que se explique por sí misma, en un lenguaje que facilite la comprensión por el destinatario y los usuarios), transparencia y rendición de cuentas”. (Aresep, 2021, págs. 23-24)
Por todo lo anterior, se considera, que la propuesta de desarrollar una tarifa máxima contribuye al desarrollo de un modelo regulatorio flexible, dinámico, que propicia la eficiencia y el desarrollo de iniciativas que permitan un mejor aprovechamiento de los recursos y opciones disponibles

VIII. Que del informe IN-0041-CDR-2022, citado y que sirve de base para la presente resolución, se extrae que la propuesta de método de cálculo de la tarifa para compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora, se basa y fundamenta en lo siguiente:

CAPÍTULO III: MÉTODO DE CÁLCULO DE LA TARIFA PARA COMPRA-VENTA DE EXCEDENTES Y RECONOCIMIENTO ECONÓMICO ENTRE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS, ASÍ COMO POR PARTE DE LOS GENERADORES DISTRIBUIDOS A LA EMPRESA DISTRIBUIDORA

(...)

4 JUSTIFICACIÓN

La evolución tecnológica de los recursos energéticos distribuidos y su acelerada incorporación a la red eléctrica nacional desde 2015 a la fecha, en especial de sistemas de generación distribuida predominantemente fotovoltaicos, hace necesaria la revisión periódica y oportuna de la regulación en materia de generación distribuida, tanto en sus aspectos técnico-ingenieriles como para brindar señales de precio acordes al contexto y al impacto de los recursos energéticos distribuidos sobre la sostenibilidad financiera del modelo eléctrico costarricense, y particularmente de la asignación de costos para los generadores distribuidos y la valoración económica de los excedentes.

Es por ello, que diferentes estudios y diagnósticos como los realizados por la Universidad de Costa Rica, Universidad Pontificia Comillas y la empresa Deloitte sobre regulación técnica y económica de generación distribuida han evidenciado la necesidad de elaborar la metodología de ventas de excedentes.

4.1 Aspectos teóricos del diseño de tarifas

Antes de iniciar con la propuesta propiamente, se debe realizar una mención de la teoría propia del diseño de tarifas. Tal y como dictamina la Ley N° 7593, dentro de los principios básicos de los mecanismos tarifarios a desarrollar, se

debe garantizar el servicio al costo y la determinación eficiente de este costo, lo anterior, es contemplado en la literatura especializada, de un modo más amplio como menciona (Chaves et al, 2020, pág. 65) al indicar: “el objetivo del diseño tarifario no debería ser únicamente asegurar la recuperación de costos, sino también dirigir las acciones de los usuarios a un uso más eficiente del sistema eléctrico”, al respecto dichos autores mencionan que a partir de la revisión de (Burger et al. 2019; OECD 2011; I. Pérez-Arriaga 2016; Rodríguez Ortega et al. 2008), se llega al consenso general de que las tarifas eléctricas deberían contemplar los siguientes principios:

“Eficiencia económica: los bienes o servicios deben ser consumidos por quien más se beneficia de ellos (I. J. Pérez-Arriaga 2013). El objetivo principal de este principio es la minimización de los costos totales del sistema. No sólo se deben minimizar los costos actuales del sistema sino también los costos del sistema a largo plazo. Esta minimización de los costos del sistema se puede lograr enviando señales económicas eficientes a los usuarios del sistema que fomenten el uso eficiente de la red (Batlle 2011).

Una de las principales cuestiones que surgen cuando se mide la eficiencia económica es qué costos deben incluirse en los costos totales del sistema (European Commission 2018). Por ejemplo, un gran despliegue de vehículos eléctricos elevaría los costos del sistema eléctrico, ya que se necesitarían refuerzos de la red. Sin embargo, también disminuiría el número de vehículos impulsados por combustibles fósiles y, por consiguiente, el consumo de combustibles fósiles y las emisiones de CO₂.

Por lo tanto, para calcular con precisión la minimización de los costos totales del sistema, se deberían tener en cuenta los beneficios externos en estos otros sistemas.

Una vez definidos los costos totales del sistema, se pueden establecer los criterios para obtener la **eficiencia económica**:

6. *Minimización de costos del sistema:* el objetivo principal del diseño de tarifas es la minimización de los costos totales del sistema. No sólo se deben minimizar los costos actuales del sistema sino también los costos del sistema a largo plazo, considerándose las inversiones futuras y los costos asociados.
7. *Reflectividad de costos:* la tarifa eléctrica refleja los costos del suministro de electricidad, reconociendo que estos precios pueden variar según el tiempo, la ubicación y la calidad de suministro (Pollitt 2018). Consideraciones adicionales para asegurar la reflectividad de costos:

- *Aditividad de los costos: los consumidores pagan la suma de los costos que su consumo induce a los costos totales del sistema.*
 - *Simetría: el consumo y la inyección en el mismo nodo y al mismo tiempo se pagan/cobran por igual (con signo opuesto).*
 - *Robustez frente a la agregación de consumidores: el importe pagado por la agregación de consumidores es igual a la suma de los pagos de cada consumidor conectado por separado a la red.*
8. *Previsibilidad: En el corto plazo, cuán precisamente los consumidores pueden estimar el monto que pagarán antes de consumir la electricidad. A largo plazo, asegurar la menor incertidumbre regulatoria a los usuarios.*
 9. *Neutralidad tecnológica: la tarifa debería ser agnóstica a las actividades particulares para las cuales se utiliza la red o la tecnología utilizada para retirar o inyectar energía en la red (I. J. Pérez-Arriaga 2013).*
 10. *Minimización de subsidios cruzados: las acciones de un usuario no deberían tener un impacto negativo en los cargos aplicados a otros usuarios (Burger et al. 2019; Strielkowski, Štreimikienė, and Bilan 2017).*

Equidad: de acuerdo con (I. J. Pérez-Arriaga 2013), una tarifa equitativa no debería proporcionar ninguna ventaja a un determinado usuario frente a otro usuario. Esta definición conlleva muchas implicaciones, de las que las más discutidas son las que en (Burger et al. 2019) se definen como equidad en la asignación, equidad distribucional y equidad transicional.

4. *Equidad en la asignación: usos de red idénticos deberían ser cargados de la misma manera. En cuanto a usos de red idénticos nos referimos a localizaciones y patrones de consumo comparables, sin tener en cuenta la naturaleza del usuario, el uso final de la energía o los dispositivos que se encuentren tras el medidor. A pesar de que la equidad en la asignación se deriva de la definición de equidad, sus implicaciones están completamente alineadas con el principio de eficiencia económica.*
5. *Equidad distribucional: los cargos aplicados a los consumidores deberían ser proporcionales a la capacidad de pago de cada usuario. Esta implicación es especialmente relevante cuando se asignan costos en los que no es posible enviar una señal de eficiencia económica. A su vez, la equidad distribucional normalmente colisiona con el principio de eficiencia económica.*

6. *Equidad de transición: la transición de una tarifa antigua a una nueva debería realizarse de manera gradual y sin cambios abruptos en los cargos.*

Simplicidad: *la tarifa debería ser fácil de entender para la gran mayoría de la población a fin de facilitar la comprensión y la aceptación entre los usuarios del sistema (Nijhuis, Gibescu, and Cobben 2017).*

Transparencia: *la publicación y explicación de la metodología de diseño de las tarifas es el único mecanismo disponible para verificar si se están cumpliendo los demás principios.*

La dificultad de cumplir simultáneamente todos los principios en una metodología es también un consenso general, ya que los principios generan conflictos entre sí. Por ejemplo, y como se ha indicado previamente, la equidad distribucional limita la eficiencia económica (Batlle 2011; I. J. Pérez-Arriaga 2013)". (Chaves et al, 2020, págs. 65-67)

En función de lo anterior, es necesario generar un esquema que emita las señales de precios adecuados, de modo tal que se propicie la asignación óptima de los recursos, a fin de que los agentes logren tomar las decisiones que permitan maximizar su bienestar y el de la sociedad en general, lo que a su vez permitiría el desarrollo eficiente de la actividad.

De este modo, se deberán incentivar la competitividad, y el desarrollo de iniciativas que logren ser valoradas no desde una perspectiva individual aislada, sino de un modo integral en el SEN, con un conjunto de condiciones homogéneas, equitativas, transparentes y neutrales que permitan valoraciones económicas similares para cada kWh equivalente y que por consiguiente propicien una retribución que logre reflejar adecuadamente los costos eficientes respectivos, y permita incentivar a los agentes a maximizar la operación óptima de sus instalaciones, en concordancia con las condiciones de oferta y demanda contemplados al momento de la valoración económica de los excedentes.

En conclusión, el desarrollo de la propuesta debe tratar de cumplir con los principios expuestos, dado que estos justifican la intervención regulatoria, pues se considera que el mercado por sí mismo no podría generar precios acordes con estos elementos, que se consideran fundamentales para el adecuado funcionamiento de los servicios públicos en cuestión.

Una vez comprendidos los principios teóricos que deben cumplirse en el desarrollo tarifario, se procede a analizar de modo específico la importancia de la Modalidad Neta Completa en el servicio de distribución de energía eléctrica.

4.2 Importancia de la Modalidad Neta Completa en el servicio distribución

La Modalidad Neta Sencilla (MNS), se asocia a un mecanismo de neteo que a nivel internacional se conoce como net metering, el cual se basa exclusivamente en una valoración e intercambio físico de kWh; por su parte la Modalidad Neta Completa (MNC) se asocia con el concepto internacionalmente acuñado de net billing, en el cual se da una valoración económica de cada kWh depositado.

Las diferentes formas de valoración generan incentivos en los agentes económicos, de hecho, en la literatura se asocia el net metering, con procesos iniciales de penetración de los recursos distribuidos, dado que al realizarse un neteo físico, cada kWh se valora al precio final del consumidor, con el fin de motivar la adopción de estas alternativas disruptivas.

Sin embargo, tal y como se abordó en la propuesta conceptual, esto es inadecuado en etapas más avanzadas de penetración, pues los kWh no deben ser valorados a las tarifas minoristas, pues estas incluyen el valor agregado de distribución y transmisión, el cual está en función de los servicios de suministro de red que proveen las empresas reguladas y que por tanto no deberían reconocerse como parte del valor económico de los kWh generados distribuidamente, pues este tipo de generación no brinda servicios de infraestructura de red.

De esta manera, el net billing permite una retribución más acorde con la reflectividad tarifaria de la tarifa de compra-venta de excedentes, fomentando la adecuada recuperación de los costos, según la participación de cada agente y disminuyendo el incentivo al sobredimensionamiento, tal y como se aprecia en la siguiente cita:

“Los usuarios bajo un esquema net billing tienen el incentivo de no sobredimensionar el SFV, en relación al mecanismo de net metering. Con un costo de inversión actual de 2000 US\$/kWp, los SFV más convenientes económicamente bajo net billing, tendrían tasas de cobertura menores al 30%. Por lo tanto, dependerán de la red eléctrica el 70% de su consumo total. La instalación de SFV sobredimensionados al consumo del usuario, no provee un incentivo económico adecuado.

Con el mecanismo net billing diseñado al precio del mercado mayorista, las empresas distribuidoras no tendrían reducción de la sostenibilidad de su negocio. Por lo que resulta adecuado cuando se

integre importantes volúmenes de penetración de generación distribuida que estaría asociado a costos de tecnología cercano a 1500 US\$/kWp.” (Humpire, 2017, pág. 9)

Todo lo anterior, es de vital importancia, pues de esta manera la MNC, lograría incorporar un mecanismo de neteo al estilo net billing el cual permitirá emitir señales que promuevan la eficiencia en la asignación de los recursos, elemento fundamental para cumplir con los principios teóricos indicados en la sección precedente.

Esto fue analizado por el equipo de Deloitte en el análisis de cooperación con la ARESEP, sobre el tema de recursos distribuidos, en este trabajo ellos enfatizaron en la necesidad de enviar las señales adecuadas, tal y como se muestra a continuación:

“El equipo de Deloitte recomienda que ARESEP vuelva a diseñar las señales de precio y tarifa dirigidas a la DREG para el autoconsumo, con el objetivo de alinear las inversiones y el comportamiento de los productores-consumidores a la eficiencia del sistema, a la vez que se eliminan las barreras regulatorias al ingreso. Para poner en práctica esta recomendación, ARESEP debe modificar la regulación del MINAE para la Generación Distribuida Renovable y desarrollar una enmienda al AR-NT-POASEN.” (Deloitte & Electric Power Engineers, 2020, pág. 11)

Como se indica en la cita anterior, para los consultores, en Costa Rica se establecieron un conjunto de barreras de entrada que buscaban evitar el sobredimensionamiento y la instalación masiva que podría afectar al SEN, sin embargo, consideran que estos mecanismos no son los más adecuados y por ello deberían eliminarse, y dar paso a un diseño de precios y tarifas, las cuales podrían ofrecer mejores resultados en el proceso de regulación.

En esta línea de pensamiento Gischler & Janson (2011), indican que la energía brindada por estos recursos distribuidos no debe verse aislada del sistema de generación, sino que debe competir con los demás agentes y tecnologías, y de esta manera propiciar que los sistemas que se desarrollen sean los más eficientes y los que permitan el suministro de kWh equivalentes al menor costo, lo cual generará el mayor beneficio para toda la sociedad:

“Asegurarse de que los sistemas de energía se desarrollen sobre la base de la generación de menor costo. La planificación menos costosa debería ser el pilar de toda política, antes de considerar cualquier otro factor. Asegurarse de que se han identificado, evaluado e implementado todas las opciones adecuadas para cada país ayudará

a definir correctamente las prioridades, empezando por las opciones que sean beneficiosas para todas las partes interesadas.” (Gischler & Janson, 2011, pág. 47)

Para lograr lo anterior, se deben generar diversos mecanismos que permitan a los generadores distribuidos mostrar que su energía puede ser adquirida a precios atractivos en comparación a las demás ofertas existentes en el sistema de generación, y a su vez, las empresas distribuidoras deberán demostrar la eficiencia de sus planes de expansión y la optimización integral de su proceso de compra-venta, tal y como mencionan dichos autores en la siguiente cita:

“La obligación de las empresas de servicios públicos de demostrar que sus planes de expansión de generación son los menos costosos, y el deber de control del organismo regulador.

La obligación de las empresas de servicios públicos de adquirir energía de terceros cuando ello suponga un costo menor (...).” (Gischler & Janson, 2011, pág. 49)

En relación con este tema, la CGR ha expuesto la necesidad de valorar la importancia que pueden adquirir los recursos distribuidos a futuro, dado que conforme la tecnología vaya avanzando se extenderán mayores posibilidades para que los usuarios puedan suministrar diversos servicios que anteriormente se han considerado como centralizados. Además, indican que, si la tecnología sigue avanzando y los costos de estos recursos distribuidos llegan a ser más eficientes que las plantas convencionales, se podría inclusive tener un efecto sustitución de dichas plantas. Al respecto de modo textual indican:

“También, se debe considerar que el aumento previsto en el uso de baterías en sistemas de generación distribuida y vehículos eléctricos, así como el auge de las redes inteligentes, permitirán que los sistemas de almacenamiento distribuidos a futuro sean utilizados por el operador del sistema para efectuar el balance generación-demanda. Este uso inteligente de los recursos disponibles evitaría que se requieran plantas hidroeléctricas con grandes embalses u proyectos de generación centralizada, que conllevan impactos ambientales y sociales considerables, altos costos de inversión y plazos de desarrollo extensos.” (Contraloría General de la República, 2019, pág. 20)

En resumen, los recursos distribuidos son parte de un desarrollo tecnológico disruptivo, el cual plantea retos y oportunidades, dado que su incorporación masiva, puede ocasionar el desarrollo de proyectos sobredimensionados y poco rentables o ineficientes, los cuales, en lugar de contribuir a maximizar el beneficio social, ocasionarían un detrimento integral en el SEN, en especial en un país como Costa Rica, donde la matriz eléctrica es altamente renovable.

Sin embargo, los recursos distribuidos están incorporando adelantos tecnológicos que permiten generar energía con menores costos, y constituyen un sector a nivel mundial, en el cual se están gestando importantes procesos de investigación y desarrollo para ser cada día más eficientes, por esta razón, se deben crear las condiciones para su adecuada integración en el SEN, a fin de lograr beneficiar a todo el país con las bondades que estos sistemas pueden ofrecer.

Para armonizar estas dos vertientes, es necesario el desarrollo de un esquema de regulación basado en un diseño de tarifas y precios, que no sea restrictivo, sino habilitante, para ello deberá eliminar las limitaciones innecesarias y deberá emitir las señales adecuadas para que los agentes tomen las decisiones correctas para el SEN, al tiempo que asuman los costos y responsabilidades que correspondan.

Lo anterior nos plantea la necesidad de desarrollar una MNC, en la cual los usuarios reciban las retribuciones que les correspondan, y que les permita una valoración objetiva de la energía que generan, de un modo equitativo a otros agentes, con lo cual podrán suministrar energía del modo más eficiente y recibirán por cada kWh un valor similar al de un kWh equivalente en el sistema de generación, con lo cual podrán reducir sus facturas eléctricas, al tiempo que aportarán ofertas eficientes al SEN que contribuirán a optimizar el proceso de generación.

Todo lo anterior, es consistente con la Política Regulatoria de la ARESEP la cual plantea:

“Por ello, en este pilar se propiciará el desarrollo de instrumentos regulatorios que emitan señales económicas claras para los diferentes tipos de usuarios, que impulsen la eficiencia en la prestación y en el uso de los servicios públicos.” (Aresep, 2021, pág. 23)

De ahí nace la justificación de esta propuesta, de la necesidad imperiosa de generar las condiciones necesarias para la adecuada integración de estos recursos, pues de lo contrario, las señales que se emitan a nivel regulatorio pueden no propiciar las decisiones óptimas y por consiguiente no aportar los incentivos adecuados, para la maximización del bienestar de toda la sociedad.

4.3 Recomendaciones dadas para Costa Rica

Para complementar las secciones anteriores, se procederá a mostrar los resultados y recomendaciones dadas a Costa Rica, por medio de diversos estudios en los cuales se analizó el tema en cuestión, de esta manera se complementará la teoría expuesta con recomendaciones concretas hechas para Costa Rica.

En primera instancia Weinstok (2020), plantea un conjunto de recomendaciones generales, dentro de las cuales se resaltan para efectos de la MNC las siguientes:

“(…)

e. Separar la medición y la asignación de precios para la energía que consume el prosumidor, por un lado, y la energía que éste inyecta a la red. De esta forma se evitan los inconvenientes metodológicos asociados a los esquemas de medición neta.

f. Establecer estructuras tarifarias específicas para fijar el precio de venta de electricidad por parte del prosumidor, que valoren el costo de oportunidad para el sistema eléctrico de la energía inyectada por este, en distintos lapsos horarios o estacionales y eventualmente por circuito”. (Weinstok, 2020, pág. 42)

De esta manera, note como se propone en primera instancia el desarrollo de una MNC, que permita tener una medición específica y un precio diferenciado para la energía que se inyecta a la red, al tiempo que se plantea definir una estructura tarifaria para valorar esa energía inyectada que contemple elementos horarios-estacionales y que permita valorarla en función del costo de oportunidad para el SEN.

Además, como parte de las propuestas de enfoque tarifario de mediano a largo plazo hecha por los consultores de la Universidad Pontificia Comillas en la contratación 2019LA-000011-0008300001⁵, se indicaron algunas recomendaciones puntuales atinentes con el tema de la MNC que se proceden a mencionar:

“ 6.2.7 Propuesta tarifaria de mediano a largo plazo

En el mediano a largo plazo, se propone una modificación integral del diseño tarifario actual, esto implica los siguientes cambios:

⁵ Es importante señalar que algunas de las propuestas indicadas por los Consultores exceden las competencias de la ARESEP.

1. *Implementar una modalidad neta completa, que permita valorar económicamente la energía inyectada y retirada, y luego realizar un neteo monetario.*
2. *Se requiere un análisis de costos, que permite determinar los valores eficientes relacionados con la prestación del servicio, posteriormente una vez determinados los costos óptimos, se debe hacer una asignación por medio de inductores (...).*
- (...)
5. *Crear la posibilidad para que los consumidores que cuenten con medidores inteligentes puedan optar por tarifas con discriminación temporal y que sean más eficientes.*
6. *Actualización de los periodos tarifarios:
Realizar un estudio que refleje mejor la situación actual del sistema eléctrico en Costa Rica en cuanto a los periodos en que se diferencian las tarifas.*
7. *Actualización de los coeficientes de pérdidas de las empresas distribuidoras de acuerdo con criterios físicos y técnicos de cada una de ellas, que incentiven la eficiencia, utilizando las curvas de carga por circuitos e incorporando las curvas de generación.*
8. *Eliminación del límite del retiro de 49% de la energía generada, una vez se hayan modificado las tarifas generales, ya que bajo unas tarifas eficientes no se estaría incentivando el sobredimensionamiento de las instalaciones de generación distribuida, y por tanto ya no tendría sentido este límite.” (Chaves et al., 2020, págs. 131-132)*

En función de lo anterior, se mantiene la coincidencia de proponer el desarrollo de una MNC e inclusive indican que de contar con las señales adecuadas ya no tendría sentido el límite del 49%. Además, se indica la necesidad de instaurar un análisis de costos a fin de lograr una valoración eficiente de los servicios prestados, así como la importancia de contar con medidores inteligentes, estudios actualizados de pérdidas y periodos estacionales.

Tal y como se mencionó, estas recomendaciones están asociadas con una modificación integral en el mediano a largo plazo, sin embargo, en el corto plazo la Universidad Pontificia Comillas también plantea un conjunto de recomendaciones concretas las cuales se exponen a continuación:

“5.1.3 Medición neta sencilla

(...)

Por ello, se recomienda en cuanto sea posible el uso de la modalidad conocida como medición neta completa, que realiza una valoración económica de la energía en la cual el neteo de la energía

es dependiente de la hora o del periodo horario de inyección y de retiro de la energía, o utilizar la venta de excedentes valorados al precio medio de compra o el precio por período. Además, mediante la modalidad de medición neta completa los consumidores deberían de contribuir a pagar los costos de la red u otros costos que se incluyen en la tarifa. El cálculo de estos cargos se presenta en la sección 6, los cuales consisten en unos cargos por potencia o por consumo natural, dependiendo de si la tarifa es monómica o binómica.

En cuanto al corto plazo, se propone a ARESEP, promover un cambio en la legislación vigente, que permita un cambio normativo, para habilitar que la ARESEP pueda desarrollar un mecanismo de medición neta completa para los usuarios con generación distribuida o autoconsumo. (...).” (Chaves et al., 2020, pág. 92)

De este modo, se expone con claridad la importancia de pasar a una MNC que realice una valoración económica de la energía, y logre separar la asignación de precios de la energía inyectada y consumida, para lo cual plantean como alternativas para la determinación del precio la utilización de valoraciones horarias o el uso de los precios de compra-venta por periodos, con lo cual se lograría una mejor contribución a los costos de la red.

En esta misma línea, se encuentran las recomendaciones dadas por Deloitte & Electric Power Engineers (2020), quienes de modo concreto plantean:

“ARESEP debería revisar el proceso actual de remuneración para los productores-consumidores, desacoplando la señal de precio de la tarifa minorista. El método actual de medición neta combinada con una tarifa fija al detalle por volumen implica una señal de precio inadecuada que puede dar lugar a resultados ineficientes y comportamientos que no son útiles para las necesidades de la red y el sistema. Para corregir este problema se debería establecer un método de facturación neta donde la compensación sea monetaria y no basada en la energía. Con un método así, los productores-consumidores pueden inyectar su excedente a la red a tarifa de ventas, obteniendo crédito para compensar su consumo.” (Deloitte & Electric Power Engineers, 2020, pág. 12)

De este modo, lo que plantean los consultores es la necesidad de eliminar la MNS, pues esta puede propiciar resultados ineficientes y comportamientos que no son útiles para las necesidades de la red y el sistema, por ello proponen el desarrollo de una MNC que valore la energía al precio de venta mayorista (es decir la tarifa del sistema de generación), con lo cual se lograría desacoplar la señal de precio de la tarifa al cliente final minorista (del sistema de distribución).

Lo anterior es consistente con lo expresado por Gischler & Janson (2011), quienes plantean que la utilización de precios minoristas plantea costos adicionales al sistema en general, pues esta energía debería valorarse al costo evitado, que es el que emite la señal económica más eficiente.

“Al obligar la compra de energía a precios minoristas en vez de al costo (económico) evitado, un país impone costos adicionales a los hogares y empresas.” (Gischler & Janson, 2011, pág. 57)

Por último, la CGR planteó la necesidad de generar estos cambios en los mecanismos de precios de un modo oportuno, dado que el contexto es muy dinámico y se requiere que las señales tarifarias se ajusten a las condiciones actuales y futuras:

“2.53. Este es un contexto relevante para la adaptación oportuna del modelo eléctrico y su regulación en busca de la optimización del SEN, considerando el impacto futuro de la generación distribuida, en virtud del crecimiento que se proyecta para este tipo de generación a nivel mundial. Al respecto, gerentes del más alto nivel de empresas de energía en el mundo, encuestados en 2015 por la consultora PwC20, estiman que para 2020 la generación distribuida supondrá entre el 10% y 20% de la generación global, y entre el 20% y 30% para el 2030.” (Contraloría General de la República, 2019, pág. 20)

En resumen, las diferentes recomendaciones plantean la necesidad de modificar el esquema tarifario actual para implementar de modo oportuno una MNC que permita una retribución por la energía acorde a la valoración económica de un kWh equivalente que sea comprado en el sistema de generación, dado que este mecanismo de valoración podrá suministrar las señales adecuadas para propiciar la eficiencia en el desarrollo de la actividad.

4.4 Experiencia internacional

Como parte de la contratación desarrollada por el Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) de la Universidad Pontificia Comillas, se procedió a solicitar un análisis de la experiencia internacional. A continuación, se muestra un resumen del trabajo desarrollado:

“4.2 Revisión de la experiencia internacional respecto a la generación distribuida

En este apartado se resumen los principales aprendizajes de cada uno de los países analizados en la experiencia internacional, la cual se ha descrito en el Producto 4 del presente proyecto y se incluye en el Anexo 2 de este documento.

En cuanto a Colombia, resulta interesante analizar la manera en la que ha afrontado el desafío de regular la generación distribuida y el autoconsumo. Sin embargo, en Colombia la regulación de autoconsumo es relativa y su sistema tarifario no está muy desarrollado. Lo más relevante para Costa Rica es la valoración de los beneficios de la generación distribuida relacionado con la reducción de las pérdidas de energía. También resulta relevante el rol de órganos independientes para la resolución de conflictos relacionados con la interconexión de generación distribuida.

Con respecto a España, resulta interesante el análisis de la tarifa eléctrica para el conjunto de los consumidores debido a la implantación de contadores inteligentes para la gran mayoría de consumidores de baja tensión, lo que permite el desarrollo de tarifas más avanzadas. España ha realizado cambios recientes respecto a la generación distribuida y respecto a aspectos que no funcionaron correctamente en la antigua regulación. Uno de los principales aspectos que se eliminó fue el cargo sobre la energía auto generada (este cargo tenía el objetivo de que los consumidores con generación distribuida contribuyeran como el resto de consumidores al pago de costos del sistema como redes u otros costos regulados). A este cargo se le solía llamar “impuesto al sol”. Este cargo creó una mala imagen sobre la regulación, la cual fue percibida como un impedimento al desarrollo del autoconsumo. Además, este cargo generaba incentivos a no declarar la generación distribuida.

Otro aspecto relevante para Costa Rica es que las tarifas en España se establecen según criterios eléctricos y no por el uso final de la energía. Además, el diseño de los cargos por potencia contratada que entrará en vigor en 2021 varía por períodos y se aplica todos los grupos tarifarios, lo cual es una manera eficiente de reflejar los costos de la red.

España nunca ha implementado el neteo de energía entre varios periodos. Existe una valoración económica de los excedentes o venta de energía que depende del costo de la energía en cada hora y se resta al pago de la energía los costos de los servicios auxiliares. Finalmente, se reguló la generación distribuida conjunta, que permite desarrollar generación distribuida de mayor escala, pero limitada a una distancia máxima de 500 metros.

El Reino Unido es uno de los países más avanzados en cuanto a las tarifas aplicadas a consumidores en general, a pesar de no poseer una gran implantación de contadores inteligentes a nivel residencial. Ofgem, el regulador británico, ha realizado múltiples estudios con el objetivo de implantar unas tarifas de red que permitan un desarrollo eficiente de la misma y del sistema eléctrico en su conjunto. De esta manera, gracias al análisis realizado se muestran las razones por las que se han abandonado las FIT, así como los últimos avances en diseño de tarifas eficientes.

Otro aspecto relevante a resaltar en el Reino Unido, que puede ser de relevancia para Costa Rica, es la creación de una identidad independiente para la resolución de conflictos entre distribuidoras y empresas desarrolladoras y, en última instancia, el regulador puede tener la labor de agente mediador. En Reino Unido no existe además la medición neta sencilla.

Como aprendizaje para Costa Rica de Hawái es la eliminación de la medición neta sencilla y la regulación de los sistemas de almacenamiento. La venta de excedentes se determina por períodos, lo cual puede ser un paso intermedio antes de un sistema de compensación horaria. En cuanto a la tarifa es relevante resaltar la existencia de cargos fijos (\$/cliente) para recuperar ciertos costos que no están relacionados con el consumo de energía.

Finalmente, en el caso de Brasil, como aspecto relevante para Costa Rica es la existencia de un mediador independiente como en el caso de otros países y la posibilidad que el regulador sea el último recurso para resolver conflictos. También es relevante señalar la preocupación del regulador por el desarrollo de la generación distribuida y el impacto negativo que tiene la medición neta sencilla actualmente en vigor en el país. El regulador propone establecer límites para el desarrollo de la generación distribuida y así poder limitar su impacto.

A continuación, se muestran las tablas resumen para la comparación de los países incluidos en el análisis. La Tabla 1 muestra el marco normativo aplicado en cada país, es decir, la regulación aplicable, los límites individuales de potencia instalada para las actividades de autoconsumo o generación distribuida, si se requiere de una solicitud de interconexión, los medidores requeridos, la responsabilidad de pago de los refuerzos de red necesarios y si se permite el autoconsumo compartido y el autoconsumo virtual.

	Colombia	España	Reino Unido	Hawái	Brasil
Regulación aplicable	CREG RESOLUCIÓN No. 030 DE 2018	RD 1600/2011 RD 244/2019	EREC G98 EREC 99	Rule N.º 14	PRODIST Módulo 3
Límite de potencia instalada	Autoconsumo: 1 MW Generación distribuida: 5 MW	100 kW	3,6/11,04 kW Hasta 50 MW	Sin límite	Micro: 75 kW Mini: 5 MW
Requerimiento de solicitud de interconexión	Sí	Sí, autoconsumo sin excedentes exento	Sí, EREC G98 exento	Sí, instalaciones sin excedentes exento	Sí
Medidor	Bidireccional	Bidireccional o doble medidor	Bidireccional	Generación neta	Bidireccional o doble medidor
Pago de refuerzos	Solicitante	Solicitante	Solicitante	Solicitante	Micro: exenta Mini: Solicitante
Autoconsumo compartido	No	Hasta 100 kW a 500 m	Sí	Sí, Community solar	Sí
Autoconsumo virtual	No	No	No	No	Sí, pero con intención de revisar

Tabla 1. Comparación Internacional. Marco normativo.

La Tabla 2 muestra los límites de capacidad instalada por circuito o transformador aplicados en cada país. Para Reino Unido no se encontró esta información y depende de los criterios de las empresas distribuidoras.

	Colombia	España	Hawái	Brasil
Regulación aplicable	CREG Resolución No. 030 DE 2018	RD 1699/2011	Rule N.º 14	Código I-432-0003 de Celesc Distribuição
Criterio	Suma de potencia instalada en un circuito	Energía horaria generada en relación con el promedio anual de las horas de mínima demanda diaria	Suma de potencia instalada en un circuito	Potencia de cortocircuito del transformador (lado primario / lado secundario)
Límite	≤ 15 % de la capacidad nominal	≤ 50 %	≤ 50 % de la capacidad térmica	≤ 10 % / ≤ 2,5 % ≤ 10 % de potencia de cortocircuito

Tabla 2. Límites de potencia por circuito o transformador.

Finalmente, la Tabla 3 muestra el tratamiento que se realiza a la energía generada por los generadores distribuidos, ya sea para autoconsumo o no, y los grupos tarifarios en los que se dividen las tarifas aplicadas a los consumidores en general.

	Reino Unido	España	Colombia	Brasil	Hawái
Compensación neta sencilla	No existe	No existe	Mensual con costo margen de comercialización (y costos de distribución, transporte, pérdidas y restricciones)	Sí, con crédito para 60 meses. Se está proponiendo modificarlo	Existió, pero fue eliminado en 2017
Venta de excedentes	Feed-in Tariff eliminadas en 2019 Smart Export Guarantee	Compensación económica a precio de mercado diario e intradiario reduciendo costo de desvíos	A precio mayorista para los auto-consumidores A precio mayorista más el 50% de las pérdidas evitadas para la generación distribuida	No existe, se conservan los excedentes para netear en el futuro. Pasados los 60 meses, el consumidor pierde la compensación por la energía inyectada	Varios programas: Customer Grid Supply Smart Export Guarantee
Grupos tarifarios	Domésticos (con dos segmentos) y no domésticos	Por características eléctricas	Por estrato social	Por tipo de consumidor	Por tipo de consumidor

Tabla 3. Comparación internacional. Tratamiento de la energía generada por los autoconsumidores y generadores distribuidos y grupos tarifarios para los consumidores en general.

Tal y cómo se observa en las tablas anteriores, las condiciones de la generación distribuida en los países analizados son diferentes. Aun así, a continuación, se muestran las conclusiones más importantes extraídas de este análisis.

- *Los programas de medición neta sencilla se han ido abandonando, ya que son perjudiciales si se compensa el costo total del suministro eléctrico ya que permitiría que los consumidores dejen de pagar por costos del sistema como las redes, servicios auxiliares o no se valore el costo real de la generación que puede cambiar de una hora a otra.*
- *Las ventas de los excedentes de generación en España y Reino Unido varían por hora o periodo para que reflejen los costos de generación que sustituyen.*
- *Los grupos tarifarios no deberían depender del tipo de consumidor (como se hace en Brasil, Hawái o Colombia), sino de las características eléctricas del punto de consumo.*
- *Los requisitos de medidores son claves para evaluar impactos de la generación distribuida e implementar tarifas avanzadas.*
- *El autoconsumo compartido o generación distribuida conjunta es una opción que se está implementando en los países.*
- *El autoconsumo virtual⁶ no se recomienda ya que el único país de los analizados que lo permite actualmente es Brasil y el regulador, ANEEL, pretende revisar dicho mecanismo debido a sus ineficiencias a la hora de enviar señales económicas a los consumidores." (Chaves et al, 2020, págs. 67-71)."*

4.5 Enfoque Regulatorio propuesto

En esta metodología es necesario un esquema regulatorio flexible, que propicie la optimización y que sea un instrumento habilitante que permita a los usuarios con recursos energéticos distribuidos competir para maximizar la eficiencia del sistema eléctrico al ofrecer sus excedentes de energía.

En este sentido, el artículo 12 de la Ley N° 10086 establece de forma explícita que la compensación económica (compra-venta) de los excedentes de energía eléctrica debe responder a criterios de oportunidad, necesidad, eficiencia y conveniencia; mientras que el artículo 7, inciso a) de esta misma Ley establece

⁶ Modalidad de la generación distribuida para autoconsumo en donde los sistemas de generación distribuida para autoconsumo desligan el punto de consumo del punto de generación. El productor consumidor de un sistema que produce excedentes registrados en un medidor (punto de generación) se le reconocen en otro medidor (punto de consumo).

la obligación, por parte de las empresas distribuidoras de realizar inversiones y estudios técnicos para la integración de los recursos energéticos distribuidos que cumplan con los principios de eficiencia, eficacia y servicio al costo. Por otra parte, esta misma Ley establece la obligación de no crear subsidios en las tarifas (artículos 6 –incisos b y e) y 7(inciso a).

Por lo anterior, se propone un esquema de tarifa máxima de compra-venta de excedentes y el reconocimiento económico producto de la generación distribuida para autoconsumo, dado que reúne las características necesarias para crear un mecanismo flexible, lo cual es de gran relevancia en este caso.

A continuación, se detallan algunos de los elementos más importantes que justifican la elección de este enfoque:

- La tarifa máxima permite crear un mecanismo flexible, lo cual es de gran relevancia en este caso, dado que existen cambios significativos en periodos cortos de tiempo y es necesario que el esquema tarifario logre reaccionar de modo dinámico ante esas situaciones, además, permite un mayor conjunto de oportunidades y espacios de negociación entre los agentes.*
- Propicia la competitividad y estimula la eficiencia, elemento fundamental a tomar en consideración dentro de los principios tarifarios. Este esquema es característico por su alto grado de estimulación de la eficiencia, al dar la oportunidad a los agentes de competir con base en sus costos y de esta manera no estar sujetos a un valor único, sino plantear ofertas que pueden ser más rentables que otros proyectos de kWh equivalentes, lo cual a su vez permitiría propiciar la asignación óptima de los recursos.*
- Genera los incentivos para la adquisición de la generación distribuida u otros excedentes, pues las empresas distribuidoras tendrán un incentivo a la compra si logran adquirir la energía a un precio menor o igual al de un kWh equivalente. De ese modo con una tarifa máxima, se daría la flexibilidad necesaria para que se presenten este tipo de incentivos importantes para el desarrollo de la actividad.*
- Como se indicó en secciones previas, es relevante que los precios se desacoplen a los precios del sistema de distribución, y estén asociados a los precios del sistema de generación⁷, por lo cual, la tarifa máxima a utilizar sería un precio de generación de referencia, lo cual permite que ambas metodologías sean interoperables y mantengan consistencia entre instrumentos. Esto es de gran relevancia pues permitiría que cualquier cambio en el sistema de generación se transfiera sin problema a la tarifa*

⁷ No implica el cobro de peaje de transmisión.

de compra-venta de excedentes, además permiten la utilización de criterios y estructuras tarifarias consistentes con las del sistema de generación.

- *No es necesario el desarrollo de un cálculo tarifario específico y exhaustivo para los generadores distribuidos, de este modo no se debe diseñar una tarifa específica por tipo de tecnología o condiciones de los servicios, lo cual operativamente es muy complejo y los cambios tecnológicos significativos en este sector, podrían ocasionar la obsolescencia del planteamiento con facilidad, al tiempo que la propuesta en cuestión fomenta la neutralidad y equidad de condiciones, permitiendo que los kWh equivalentes reciban un tratamiento similar.*
- *Permite afrontar el problema de la asimetría de información, pues al regular a los generadores distribuidos se requeriría de una cantidad importante de información de costos y operación de una gran cantidad de agentes, sin embargo al emplear una tarifa máxima de referencia que estará en función del sistema de generación, no sería indispensable contar con esa información detallada, y el seguimiento de los precios efectivamente pagados podrán revelar información relevante sobre la evolución de la actividad, su nivel de eficiencia e implícitamente de los costos generales a partir de las retribuciones aceptadas.*

Para la determinación de la tarifa máxima, se analizaron diversos estudios realizados a nivel nacional e internacional, los cuales arrojaron conclusiones importantes sobre criterios a tomar en consideración, a continuación, se detallan los extractos más relevantes:

Para la determinación de un precio que valore adecuadamente la energía inyectada, es necesario que dicho monto esté acoplado al sistema de generación, por considerar que es el sistema acorde a los kWh equivalentes producidos por estos servicios distribuidos, tal y como se muestra a continuación:

*“Esta tarifa de ventas debe reflejar los costos de la generación, y se puede determinar de diferentes maneras, utilizando el costo marginal del sistema o el costo de generación reconocido en la tarifa minorista, o tarifas especiales para cada tipo de tecnología de DREG. La transición a facturación neta mitigaría los subsidios cruzados a los productores-consumidores y proporcionaría una señal de precio más adecuada para inversiones futuras en la DREG para autoconsumo.”
(Deloitte & Electric Power Engineers, 2020, pág. 12)*

En esta determinación del precio es necesario realizar una valoración económica horaria de la energía, de modo que el precio varíe a lo largo del día, tal y como se describe a continuación:

“Por ello, se recomienda en cuanto sea posible el uso de la modalidad conocida como medición neta completa, que realiza una valoración económica de la energía en la cual el neteo de la energía es dependiente de la hora o del periodo horario de inyección y de retiro de la energía, o utilizar la venta de excedentes valorados al precio medio de compra o el precio por período.” (Chaves et al., 2020, pág. 92)

Por lo anterior, se propone que el precio se determine en función del costo de oportunidad de la energía, dado que, por las características técnicas de la electricidad, la energía que se inyecte podrá ser aprovechada por otros usuarios y con base en el principio de neutralidad, el usuario final no discriminará de donde provenga la misma, pues terminan siendo kWh equivalentes, tal y como se menciona seguidamente:

“El reconocimiento de los excedentes debería realizarse al costo de oportunidad de la energía del sistema de distribución que de todas formas ya se calcula por parte de ARESEP. El ejemplo de aplicación se observa en el circuito en la Figura 8.9, donde se muestra que la energía excedente del abonado con panel fotovoltaico se “re-vende” en el abonado vecino. Para el vecino la fuente de donde se origina esta energía no es relevante siempre y cuando pague el mismo precio, que sería nuevamente el costo de oportunidad del sistema.” (Universidad de Costa Rica, Escuela de Ingeniería Eléctrica, 2015, pág. 220)

Lo anterior, guarda consistencia con los resultados expuestos en la experiencia internacional, en la cual se indica que, en la mayoría de los casos el precio de referencia se determina con base en el valor de un kWh equivalente en el mercado mayorista.

La idea que se asume en el planteamiento es la siguiente: el agente que vende la energía estará obteniendo el valor de mercado correspondiente y el comprador está obteniendo un valor equivalente a su costo de oportunidad, es decir al costo que le implicaría en su caso, sustituir el kWh comprado al generador distribuido por un kWh equivalente en el mercado contemplando todas las alternativas de compras de energía existente incluyendo los sistemas de generación propia que tenga una empresa distribuidora, esto siguiendo el supuesto de racionalidad, donde el costo de oportunidad reflejará la mejor opción de compra posible o el precio más eficiente (menor) dentro de ese conjunto de alternativas posibles.

Este mecanismo de determinación de precio es el que permite teóricamente que se logre una asignación eficiente, tal y como se indica a continuación:

“Por ello, el que los agentes construyan sus ofertas a partir de sus costes de oportunidad es lo que hace que el mercado sea un mecanismo de asignación eficiente (es decir, utilización óptima de los recursos disponibles). Esta asignación eficiente no se lograría si las ofertas reflejaran los costes variables.

Sin embargo, en ocasiones se aducen equivocadamente problemas de competencia debido a la confusión entre los conceptos de coste variable y coste de oportunidad.” (Energía y Sociedad, 2021)

Dado que a nivel nacional no se dispone de un mercado mayorista de electricidad para determinar este precio de referencia que se debe utilizar al realizar una asignación eficiente, es necesario realizar una aproximación con base en el costo de oportunidad respectivo a partir del esquema tarifario existente en el sistema de generación. Al respecto Weinstok (2020) indica:

“Concerniente al modelo SFVR, se recomienda aplicar una estructura tarifaria al componente que reconoce el costo de la energía comprada por la empresa distribuidora al sistema de generación eléctrica, el cual debe ser transferido al consumidor. Este es un costo variable que se debería cobrar por kWh consumido, pero con variaciones de precio según cada segmento de la estructura tarifaria. Los precios por establecer en cada segmento de la estructura tarifaria deberían ser una aproximación del costo de oportunidad de la electricidad para el sistema eléctrico, en cada uno de ellos.” (Weinstok, 2020, pág. 42)

En función de lo anterior, estos agentes establecen acuerdos para comprar y vender energía, dadas las particularidades específicas del SEN, el comprador en este caso será específicamente una empresa distribuidora de electricidad y los vendedores de excedentes podrán ser generadores distribuidos u otras empresas distribuidoras de electricidad de conformidad con la Ley N° 10086.

Dado que se asume que los agentes actúan de modo racional, se espera que tomen la decisión marginal que les permita maximizar sus beneficios, por lo cual, en el proceso de compra-venta de estos excedentes, ante la existencia de diversas ofertas para un kWh equivalente, se optará por la que posea el precio menor.

Por ello, se propone utilizar el costo de oportunidad como mecanismo para determinar la tarifa máxima, pues propicia la eficiencia y asignación óptima de recursos, al tiempo que genera los incentivos a la compra de excedentes al permitir que los mismos se adquieran a un precio menor o igual al de la mejor opción que se está sustituyendo, es decir al costo de oportunidad correspondiente.

Para determinar este costo de oportunidad, se requiere identificar el monto unitario a pagar por la empresa distribuidora referente a todas las opciones de compra de un kWh de energía equivalente, estos montos se fijan mediante las metodologías ordinarias y extraordinarias del sistema de generación, el cual para algunas empresas puede estar diferenciado por periodo horario, estacional o ambos, y eventualmente a futuro, la ARESEP o el ente que se defina, podrá desarrollar esta diferenciación para aquellas empresas que no lo poseen. De manera similar, el monto unitario por potencia corresponde al monto por pagar por kW de potencia comprado por la empresa eléctrica, con diferenciación por periodo horario, estacional o ambos.

Debido a que este costo de oportunidad se obtendrá a partir de las estructuras tarifarias existentes en el sistema de generación, es necesario que estas estructuras tengan una composición similar, en caso contrario se deberá realizar un proceso de homologación para realizar la adecuada comparación de las opciones existentes, este proceso es explicado con detalle más adelante.

De esta manera, a partir del análisis desarrollado, el enfoque propuesto es la utilización de una tarifa máxima, este precio se determinará para cada empresa, periodo horario, periodo estacional, moneda y tipo de bloques existentes en la estructura homologada, con base en el costo de oportunidad de un kWh equivalente y en las estructuras tarifarias aprobadas.

Con base en las negociaciones entre empresas distribuidoras, así como entre las empresas distribuidoras y el generador distribuido se determinará el precio efectivo con el cual se pagará cada uno de los excedentes inyectados o ventas de excedentes entre empresas distribuidoras, este precio efectivo deberá ser menor o igual al precio máximo estimado por la ARESEP.

Lo anterior, es consistente con lo definido en la Política Regulatoria de la ARESEP, dictaminada en la resolución RE-0206-JD-2021 del 5 de octubre de 2021 y publicada en La Gaceta 209 del 15 de octubre de 2021, específicamente en el objetivo específico 3, el cual indica:

“Desarrollar una regulación que provea las señales necesarias para llevar la prestación de los servicios públicos hacia la senda de la eficiencia, la eficacia, tanto de manera individual, por sector o industria, considerando el principio de servicio al costo eficiente, la aplicación de enfoques regulatorios comparados y ejercicio de un modelo regulatorio oportuno, apoyado en las mejores prácticas y en la articulación de los instrumentos de política”.

(...)

IX. Que del informe IN-0071-CDR-2022, citado y que sirve de base para la presente resolución, se extrae que la propuesta del método de cálculo para el reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN (Ley N.º 10086) (Tarifa T-DER), se basa y fundamenta en lo siguiente:

CAPÍTULO IV: MÉTODO DE CÁLCULO PARA EL RECONOCIMIENTO DE LOS COSTOS, RENTABILIDAD, INVERSIONES Y CANON EN QUE INCURREN LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS PARA LA INTEGRACIÓN DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS AL SEN (TARIFA T-DER)

(...)

4 JUSTIFICACIÓN

La evolución tecnológica de los recursos energéticos distribuidos y su acelerada incorporación a la red eléctrica nacional desde 2015 a la fecha, en especial de sistemas de generación distribuida predominantemente fotovoltaicos, hace necesaria la revisión periódica y oportuna de la regulación

en materia de generación distribuida, tanto en sus aspectos técnico-ingenieriles como para brindar señales de precio acordes al contexto y al impacto de los recursos energéticos distribuidos sobre la sostenibilidad financiera del modelo eléctrico costarricense, y particularmente lo relacionado con la asignación de costos para los generadores distribuidos y la valoración económica de los excedentes.

Por otra parte, a partir de la entrada en vigor de la Ley N.º 10086 (enero-2022), se modifica sustancialmente el marco legal para el aprovechamiento de los recursos energéticos distribuido; estableciendo una serie de condiciones, requisitos y obligaciones, tanto para las empresas eléctricas distribuidoras, como para el ente rector y el ente regulador; así como para los mismos generadores distribuidos y propietarios de DER.

En este contexto, en las siguientes secciones se analizan en detalle las principales razones que ameritan el desarrollo de una nueva metodología tarifaria que les permita a las empresas eléctricas distribuidoras cubrir todos los costos relacionados con esta actividad.

4.1 Mercado de los recursos energéticos distribuidos

Mediante la Ley N.º 10086 se definió la generación distribuida para autoconsumo como el “conjunto de tecnologías o equipos necesarios para la generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable utilizados por el generador distribuido” (artículo 2 inciso h), donde generador distribuido corresponde a “persona física o jurídica que posea y opere un sistema de generación distribuida para autoconsumo a pequeña escala, a partir de fuentes de energía renovables, en la modalidad de operación con entrega de excedentes a la red, operación sin entrega de excedentes a la red y operación en isla. A los efectos de la presente ley, los generadores de energía eléctrica autónoma o paralela, al amparo de la Ley N.º 7200, Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela, de 28 de setiembre de 1990, no se considerarán generadores distribuidos ni podrán utilizar sus concesiones para tal fin” (artículo 2 inciso i) y donde las fuente de energía renovable se define como “fuentes de energía que están sujetas a un proceso de reposición natural y que están disponibles en el medio ambiente inmediato, tales como: la energía del sol, el viento, la biomasa, el agua, las mareas y olas, y los gradientes de calor natural” (artículo 2 inciso g).

Asimismo, es importante tomar en consideración que la Ley N.º 10086 define los recursos energéticos distribuidos de la siguiente manera: “Recursos energéticos distribuidos; (DER): son tecnologías de generación y almacenamiento conectadas directamente a la red de distribución, capaces de exportar potencia eléctrica activa. A los efectos de la presente ley se entienden como DER: (a) los sistemas de generación distribuida para autoconsumo; (b) los sistemas de almacenamiento de energía y (c) los vehículos eléctricos, incluyendo los sistemas de interconexión o suplementarios necesarios para cumplir con los requerimientos de la red y su gestión de la demanda” (artículo 2 inciso p).

Con el fin de presentar el comportamiento de la generación distribuida en el país, se cuenta con los datos de facturación y generación por usuario con sistemas de generación distribuida y por empresa distribuidora para el periodo comprendido entre enero del 2017 y diciembre del 2021. Es importante indicar que, la Ley N.º 10086 fue aprobada en enero del 2022, por tanto, los datos que se presentan a continuación no reflejan las condiciones establecidas en la ley para la generación distribuida.

Cabe señalar que MINAE dispone de un registro de sistemas de generación distribuida para autoconsumo. Al 31 de enero de 2021 se contaba con 2.252 registros, sumando en su conjunto una capacidad instalada de 73.604,79 kW. Es importante contrastar dicho dato con la capacidad instalada a nivel nacional reportada por el Centro Nacional de Control de Energía en su informe anual de 2020, la cual es de 3.537.178 kW, por lo que, en ese momento, la capacidad instalada de generación distribuida registrada representa un 2,08% de la capacidad instalada de generación a nivel nacional.

De acuerdo con los datos disponibles en la Intendencia de Energía, la generación distribuida experimentó un crecimiento importante entre estos años, durante el 2017 esta actividad representó 0,07% del total de energía consumida en el país, mientras que en 2020 ascendió a 0,61%. Llama la atención que, durante 2020 esta energía llegó a cuadruplicar la totalidad de energía solar generada por empresas distribuidoras a nivel nacional (plantas solares de ICE, Coopelesca y Coopeguanacaste).

Cabe señalar que la generación distribuida es predominantemente fotovoltaica, para diciembre 2021 representó un 99,75% del total de generadores distribuidos, asimismo, para el 2021 la generación distribuida con sistemas fotovoltaicos representó el 87,35% del total de energía generada por los generadores distribuidos.

Según los datos de facturación y generación provistos por cada empresa, en diciembre de 2017 se contabilizaban 674 generadores distribuidos, cifra que a finales de 2021 se elevó a 2 830 (320% de crecimiento).

Cuadro 4. Cantidad de generadores distribuidos por año según empresa distribuidora, 2017-2021 ^{a/ b/}

Empresa	2017	2018	2019	2020	2021
CNFL	307	476	684	902	1074
COOPEALFAROR UIZ		4	5	7	8
COOPEGUANAC ASTE	49	105	146	204	266
COOPELESCA	15	36	57	68	80
COOPESANTOS	9	24	33	41	67
ESPH	45	69	109	127	149
ICE	248	462	693	851	1138
JASEC	1	7	24	34	48
Total	674	1183	1751	2234	2830

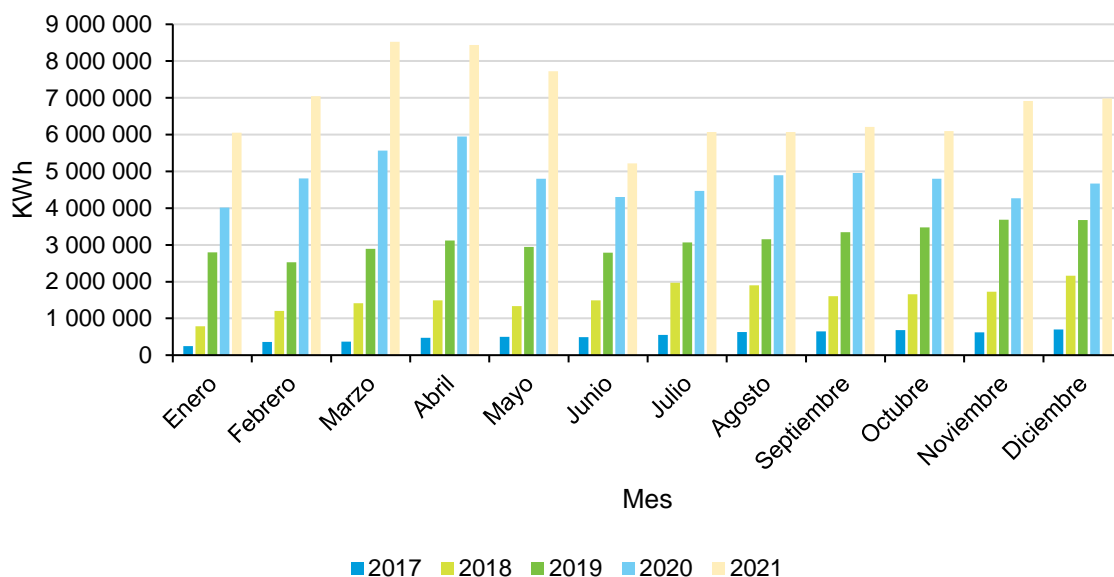
a/ Cifras
preliminares

b/ Cantidad a diciembre de cada año

Fuente: ARESEP con base en los datos aportados por las empresas reguladas, 2021.

Adicionalmente, la energía generada por parte de los generadores distribuidos, durante 2021 fue considerablemente mayor en comparación con años anteriores (figura 1), caracterizada por una tendencia creciente cuyo máximo fue alcanzado en el mes de marzo. Durante el año 2017 se generó un total de 6,2 GWh; cifra que es trece veces mayor en 2021, cuando se generó 81,3 GWh.

Figura 13. Energía generada por los generadores distribuidos, por mes y año, 2017-2021^{a/}



a/ Cifras preliminares

Fuente: ARESEP con base en los datos aportados por las empresas reguladas, 2021.

En el cuadro 2 se detalla la distribución porcentual de la energía generada anualmente por empresa y provincia. La participación de la CNFL y el ICE disminuyó en cerca de diez puntos porcentuales durante el periodo analizado mientras que ESPH y Coopelesca experimentaron los incrementos más significativos (4,8 y 8,6 puntos porcentuales, respectivamente). Con respecto a la distribución por provincia, San José y Alajuela concentran más de la mitad de la generación distribuida en el país, llama la atención el caso de la provincia de Limón, pues pasó de generar 0,7% del total en 2017 a 5,5% en 2021.

Cuadro 5. Cantidad total de energía generada por año y distribución porcentual según empresa y provincia, 2017-2021^{a/}

Característica	2017	2018	2019	2020	2021
Total (kWh)	6.255.092	18.738.744	37.469.104	57.483.769	81.337.973
Por empresa (%)					
CNFL	47,6	41,5	39,6	43,1	37,7
COOPEALFARORUIZ	0,0	0,2	0,1	0,3	0,3
COOPEGUANACASTE	5,8	8,1	7,1	5,5	6,0
COOPELESCA	3,4	4,0	4,3	5,2	12,0
COOPESANTOS	0,9	4,5	2,6	1,8	4,1
ESPH	2,1	2,7	6,3	8,4	6,9

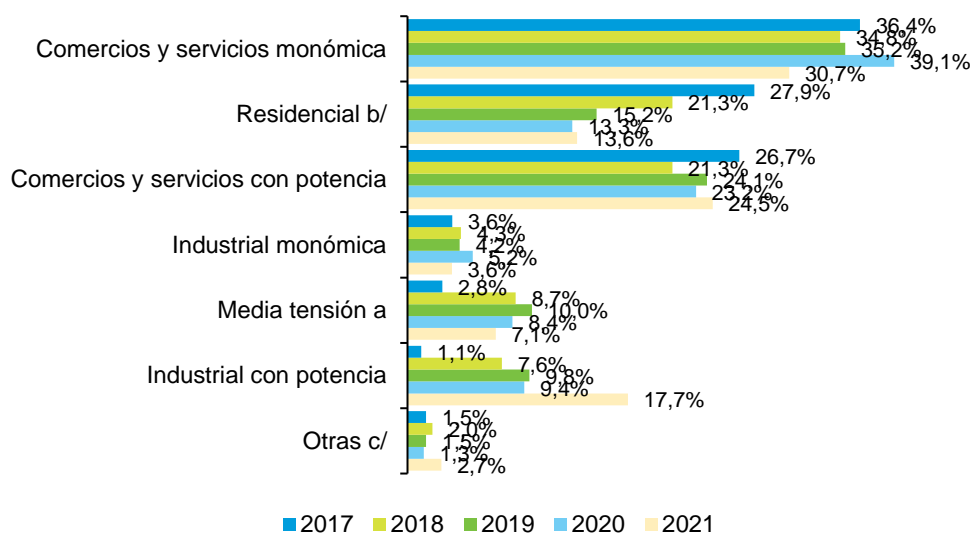
	ICE	40,1	38,5	38,2	32,4	30,1
	JASEC	0,1	0,5	1,8	3,3	2,9
Por provincia (%)	San José	41,0	36,0	34,1	36,9	35,0
	Alajuela	29,3	25,1	23,5	19,3	24,9
	Cartago	2,1	3,6	6,7	5,2	4,4
	Heredia	8,9	9,2	11,9	15,6	13,3
	Guanacaste	8,9	12,0	10,4	9,9	10,8
	Puntarenas	9,0	7,8	7,0	6,0	6,0
	Limón	0,7	6,3	6,3	7,1	5,5

a/ Cifras preliminares

Fuente: ARESEP con base en los datos aportados por las empresas reguladas, 2021.

En la figura 2 se presenta la distribución por tipo de tarifa del total de energía generada anualmente. Más de la tercera parte fue generada por cliente categorizados como “comercios y servicios monómica” (T-COM), seguido de la tarifa “comercios y servicios con potencia” (T-COB) donde se generó alrededor del 24,5% en 2021 y la de “residencial” con 13,6%. Estos dos últimos tipos de servicios muestran un cambio importante pues disminuyó considerablemente su participación a través de los años; mientras que las tarifas “Media Tensión a” (T-MT) e “industrial con potencia” (T-INB) aumentaron su participación entre 2017 y 2021.

Figura 14. Distribución porcentual de la energía generada por abonados productores por año según tipo de tarifa, 2017-2021^{a/}



a/ Cifras preliminares

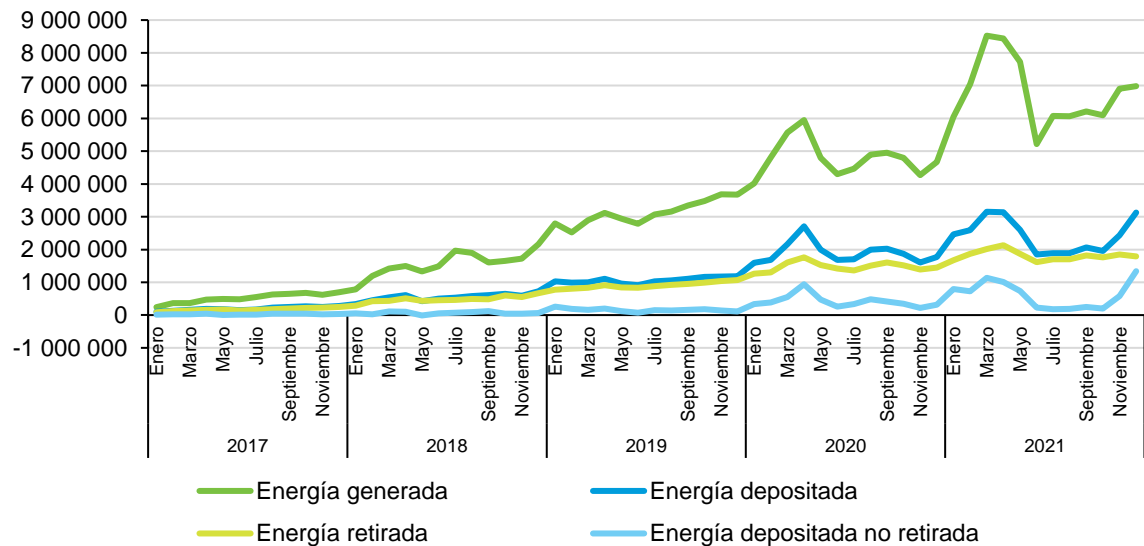
b/ "Residencial" incluye las tarifas: Residencial (T-RE) y Residencial horaria (T-REH).

c/ "Otras" incluye las tarifas: Preferencial monómica (T-CSM), Preferencial con potencia (T-CS), Promocional monómica (T-PRM) y Promocional con potencia (T-PRB).

Fuente: ARESEP con base en los datos aportados por las empresas reguladas, 2021

En el año 2017, el total de abonados productores inyectaron mensualmente en la red alrededor de 200 MWh, mientras que en 2021 esta cifra fue de 2,4 millones de MWh en promedio por mes. En la figura 3 se muestra la energía depositada y retirada de la red, se observa la tendencia al aumento en la energía depositada, congruente con el crecimiento que ha presentado la actividad durante el periodo estudiado, además se observa que casi en todos los meses la energía depositada es mayor a la energía retirada.

Figura 15. Cantidad de energía depositada y retirada de la red por mes y año, 2017-2021^{a/}



a/ Cifras preliminares

Fuente: ARESEP con base en los datos aportados por las empresas reguladas, 2021.

El porcentaje de energía retirada mensualmente por los generadores distribuidos como parte de la energía depositada ha mantenido un comportamiento relativamente estable a lo largo del periodo bajo estudio, ronda entre 57% y 103%, situaciones que se presentaron en diciembre de 2021 (mínimo registrado) y mayo de 2018 (máximo registrado),

respectivamente. En promedio, en 2017 los generadores distribuidos retiraron mensualmente el 87% de la energía que depositaron, en 2018 el porcentaje aumentó levemente siendo de 89%, en 2019 fue de 85% y en 2021 se presentó la proporción más baja, siendo de 77%.

La energía depositada en la red mensualmente representa en promedio el 37% de la energía generada por los abonados productores. En el mes de julio de 2018 se presentó la menor proporción de energía depositada en relación con la energía generada y representa 26,8%, mientras que en abril de 2020 se presenta la mayor (45,5%).

Antes de continuar con el análisis, es importante definir el consumo natural, el cual representa toda la energía consumida por el generador distribuido independientemente del origen de esta, corresponde a la necesidad energética en ausencia de cualquier generador en sitio o medio de almacenamiento de energía; se calcula como la energía generada menos la energía depositada más la energía retirada, en términos matemáticos se representa de la siguiente forma:

$$CN_{i,t} = EG_{i,t} + ER_{i,t} - EI_{i,t}$$

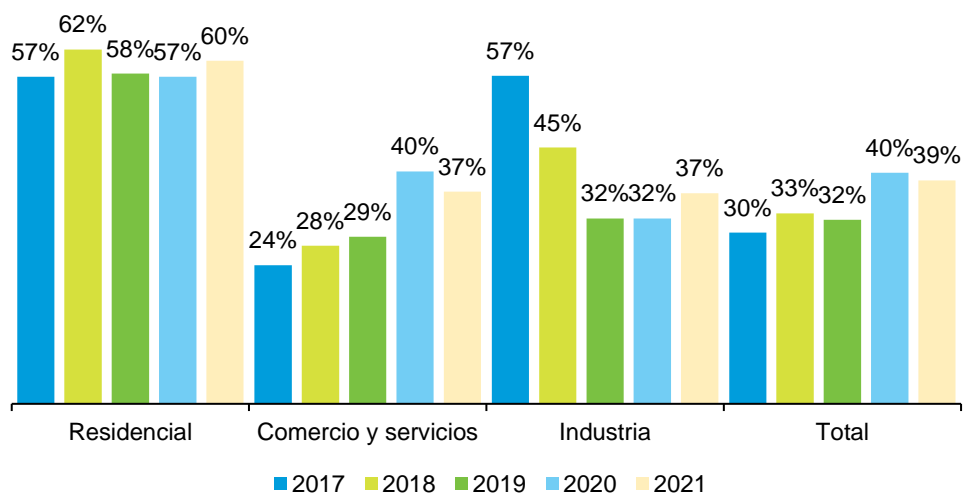
Donde:

$CN_{i,t}$	Es el consumo natural del generador distribuido i en el periodo t .
EG_{it}	Es la cantidad de energía generada por el generador distribuido i en el periodo t .
ER_{it}	Es la cantidad total de energía retirada por el generador distribuido i en el periodo t . (Incluye la energía que se retira por concepto de consumo diferido y la energía que se compra a la empresa distribuidora).
EI_{it}	Es la cantidad de energía inyectada o depositada por el generador distribuido i en el periodo t .

El total de energía generada por los abonados productores en 2017 representó 30% de su consumo natural, este porcentaje aumentó en 2020 y fue de 40%; las mayores diferencias se observan en el sector industrial, donde disminuyó la proporción con respecto al consumo natural, debido al ingreso de empresas con grandes consumos que están incursionando en la generación distribuida.

Por su parte, en el sector residencial se observa una tendencia estable en este porcentaje, aunque se están desarrollando proyectos más grandes de autoconsumo. En general se observa que, para el año 2021 las residencias con sistemas de generación distribuida logran cubrir el 60% de su consumo a través de la energía que ellos mismos generan (Figura 4).

Figura 16. Porcentaje de energía generada como parte del consumo natural por año según categoría tarifaria, 2017-2021^{a/}



a/ Cifras preliminares

Fuente: ARESEP con base en los datos aportados por las empresas reguladas, 2021.

4.2 Aspectos teóricos del diseño de tarifas

La Ley N.º 7593 determina que, dentro de los principios básicos de los mecanismos tarifarios a desarrollar, se debe garantizar el servicio al costo y la determinación eficiente de este costo, lo anterior, es contemplado en la literatura especializada, de un modo más amplio como menciona (Chaves et al, 2020, pág. 65) al indicar: “el objetivo del diseño tarifario no debería ser únicamente asegurar la recuperación de costos, sino también dirigir las acciones de los usuarios a un uso más eficiente del sistema eléctrico”, al respecto dichos autores mencionan que a partir de la revisión de Burger et al. 2019; OECD 2011; I. Pérez-Arriaga 2016; Rodríguez Ortega et al. 2008, se llega al consenso general de que las tarifas eléctricas deberían contemplar los siguientes principios:

“Eficiencia económica: los bienes o servicios deben ser consumidos por quien más se beneficia de ellos (I. J. Pérez-Arriaga 2013). El objetivo principal de este principio es la minimización de los costos totales del sistema. No sólo se deben minimizar los costos actuales del

sistema, sino también los costos del sistema a largo plazo. Esta minimización de los costos del sistema se puede lograr enviando señales económicas eficientes a los usuarios del sistema que fomenten el uso eficiente de la red (Batlle 2011).

Una de las principales cuestiones que surgen cuando se mide la eficiencia económica es qué costos deben incluirse en los costos totales del sistema (European Commission 2018). Por ejemplo, un gran despliegue de vehículos eléctricos elevaría los costos del sistema eléctrico, ya que se necesitarían refuerzos de la red. Sin embargo, también disminuiría el número de vehículos impulsados por combustibles fósiles y, por consiguiente, el consumo de combustibles fósiles y las emisiones de CO₂.

Por lo tanto, para calcular con precisión la minimización de los costos totales del sistema, se deberían tener en cuenta los beneficios externos en estos otros sistemas.

Una vez definidos los costos totales del sistema, se pueden establecer los criterios para obtener la **eficiencia económica**:

11. *Minimización de costos del sistema: el objetivo principal del diseño de tarifas es la minimización de los costos totales del sistema. No sólo se deben minimizar los costos actuales del sistema sino también los costos del sistema a largo plazo, considerándose las inversiones futuras y los costos asociados.*
12. *Reflectividad de costos: la tarifa eléctrica refleja los costos del suministro de electricidad, reconociendo que estos precios pueden variar según el tiempo, la ubicación y la calidad de suministro (Pollitt 2018). Consideraciones adicionales para asegurar la reflectividad de costos:*
 - *Aditividad de los costos: los consumidores pagan la suma de los costos que su consumo induce a los costos totales del sistema.*
 - *Simetría: el consumo y la inyección en el mismo nodo y al mismo tiempo se pagan/cobran por igual (con signo opuesto).*
 - *Robustez frente a la agregación de consumidores: el importe pagado por la agregación de consumidores es igual a la suma de los pagos de cada consumidor conectado por separado a la red.*
13. *Previsibilidad: En el corto plazo, cuán precisamente los consumidores pueden estimar el monto que pagarán antes de consumir la electricidad. A largo plazo, asegurar la menor incertidumbre regulatoria a los usuarios.*

14. *Neutralidad tecnológica: la tarifa debería ser agnóstica a las actividades particulares para las cuales se utiliza la red o la tecnología utilizada para retirar o inyectar energía en la red (I. J. Pérez-Arriaga 2013).*
15. *Minimización de subsidios cruzados: las acciones de un usuario no deberían tener un impacto negativo en los cargos aplicados a otros usuarios (Burger et al. 2019; Strielkowski, Štreimikienė, and Bilan 2017).*

Equidad: de acuerdo con (I. J. Pérez-Arriaga 2013), una tarifa equitativa no debería proporcionar ninguna ventaja a un determinado usuario frente a otro usuario. Esta definición conlleva muchas implicaciones, de las que las más discutidas son las que en (Burger et al. 2019) se definen como equidad en la asignación, equidad distribucional y equidad transicional.

7. *Equidad en la asignación: usos de red idénticos deberían ser cargados de la misma manera. En cuanto a usos de red idénticos nos referimos a localizaciones y patrones de consumo comparables, sin tener en cuenta la naturaleza del usuario, el uso final de la energía o los dispositivos que se encuentren tras el medidor. A pesar de que la equidad en la asignación se deriva de la definición de equidad, sus implicaciones están completamente alineadas con el principio de eficiencia económica.*
8. *Equidad distribucional: los cargos aplicados a los consumidores deberían ser proporcionales a la capacidad de pago de cada usuario. Esta implicación es especialmente relevante cuando se asignan costos en los que no es posible enviar una señal de eficiencia económica. A su vez, la equidad distribucional normalmente colisiona con el principio de eficiencia económica.*
9. *Equidad de transición: la transición de una tarifa antigua a una nueva debería realizarse de manera gradual y sin cambios abruptos en los cargos.*

Simplicidad: la tarifa debería ser fácil de entender para la gran mayoría de la población a fin de facilitar la comprensión y la aceptación entre los usuarios del sistema (Nijhuis, Gibescu, and Cobben 2017).

Transparencia: la publicación y explicación de la metodología de diseño de las tarifas es el único mecanismo disponible para verificar si se están cumpliendo los demás principios.

La dificultad de cumplir simultáneamente todos los principios en una metodología es también un consenso general, ya que los principios generan conflictos entre sí. Por ejemplo, y como se ha indicado previamente, la equidad distribucional limita la eficiencia económica (Batlle 2011; I. J. Pérez-Arriaga 2013)". (Chaves et al, 2020, págs. 65-67)

En función de lo anterior, es necesario generar un esquema que emita las señales de precios adecuados, de modo que se propicie la asignación óptima de los recursos, a fin de que los agentes logren tomar decisiones que permitan maximizar su bienestar y el de la sociedad en general, lo que a su vez permitiría el desarrollo eficiente de la actividad.

De este modo, se deberán incentivar la competitividad, y el desarrollo de iniciativas que logren ser valoradas no desde una perspectiva individual aislada, sino de un modo integral en el SEN, con un conjunto de condiciones homogéneas, equitativas, transparentes y neutrales que permitan valoraciones económicas similares para cada kWh equivalente y que por consiguiente propicien una retribución que logre reflejar adecuadamente los costos eficientes respectivos, y permita incentivar a los agentes a maximizar la operación óptima de sus instalaciones, en concordancia con las condiciones de oferta y demanda contemplados al momento de la valoración económica de los excedentes.

En conclusión, en la propuesta metodológica debe primar la búsqueda de lineamientos que permitan establecer tarifas eléctricas que cumplan con los principios expuestos y fomenten el adecuado funcionamiento del servicio público en cuestión.

En el caso particular de las tarifas relacionadas con los recursos energéticos distribuidos, esta propuesta busca reconocer y visibilizar todos los costos en que incurren las empresas eléctricas distribuidoras para atender las demandas de los diferentes tipos de recursos energéticos distribuidos en el sistema, en resguardo de los principios de eficiencia, previsibilidad, neutralidad tecnológica, minimización de subsidios cruzados, equidad, simplicidad y transparencia que se han detallado.

4.3 Experiencia internacional

Como parte de la contratación desarrollada por el Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) de la Universidad Pontificia Comillas, se procedió a solicitar un análisis de la experiencia internacional. A continuación, se resumen los principales aspectos a destacar en dicho informe del año 2020 para los países analizados:

- **Colombia:** La regulación de autoconsumo es relativa y su sistema tarifario no está muy desarrollado. Aspectos relevantes son la valoración de los beneficios de la generación distribuida relacionado con la reducción de las pérdidas de energía y el rol de órganos independientes para la resolución de conflictos relacionados con la interconexión de generación distribuida.
- **España:** Resulta interesante el análisis de la tarifa eléctrica para el conjunto de los consumidores debido a la implantación de contadores inteligentes para la gran mayoría de consumidores de baja tensión, lo que permite el desarrollo de tarifas más avanzadas. Se realizan modificaciones en la regulación de la generación distribuida como la eliminación del cargo sobre la energía auto generada⁸, dado que creó una mala imagen sobre la regulación, la cual fue percibida como un impedimento al desarrollo del autoconsumo. Además, este cargo generaba incentivos a no declarar la generación distribuida.

Las tarifas se establecen según criterios eléctricos y no por el uso final de la energía y el diseño de los cargos por potencia contratada varía por periodos y se aplica a todos los grupos tarifarios, lo cual es una manera eficiente de reflejar los costos de la red.

Nunca se ha implementado el neteo de energía entre varios periodos, solo existe una valoración económica de los excedentes o venta de energía que depende del costo de la energía en cada hora y se resta, al pago de la energía, los costos de los servicios auxiliares.

⁸ Cargo que tenía el objetivo de que los consumidores con generación distribuida contribuyeran como el resto de los consumidores al pago de costos del sistema como redes u otros costos regulados, denominado "Impuesto al Sol"

- **Reino Unido:** *El regulador británico ha realizado múltiples estudios con el objetivo de implantar unas tarifas de red que permitan un desarrollo eficiente de la misma y del sistema eléctrico en su conjunto, por esto han abandonado las FiT⁹ y han presentado avances en el diseño de tarifas eficientes.*

En Reino Unido no existe la medición neta sencilla y, a pesar de no contar con una amplia implantación de contadores inteligentes a nivel residencial corresponde a uno de los países más avanzados en cuanto a las tarifas aplicadas a consumidores en general.

Finalmente, para atender conflictos entre distribuidoras y empresas desarrolladoras, se crea una entidad independiente centrada en la resolución de conflictos; aunque, en última instancia, el regulador puede tener la labor de agente mediador.

- **Hawái:** *Se destaca: a) la eliminación de la medición neta sencilla y la regulación de los sistemas de almacenamiento; b) la venta de excedentes se determina por periodos, lo cual puede ser un paso intermedio antes de un sistema de compensación horaria; c) en la tarifa existen cargos fijos (\$/cliente) para recuperar ciertos costos que no están relacionados con el consumo de energía.*
- **Brasil:** *Se destaca la existencia de un mediador independiente para la resolución de conflicto y, en última instancia, el regulador puede fungir como agente mediador. La medición neta sencilla ha tenido un impacto negativo en el país y la preocupación del regulador por el desarrollo de la actividad ha generado que se establezcan límites para el desarrollo de la generación distribuida.*

⁹ FiT: siglas de “feed-in-tariff”, “tarifa de alimentación” o “tarifa de introducción”, corresponde a esquemas tarifarios que promueven la inversión en energías renovables sobre todo a pequeña escala, mediante contratos de largo plazo.

Un resumen comparativo entre los países se presenta en la siguiente tabla:

Cuadro 6. Resumen comparativo del análisis internacional para los países analizados

	Variable	Colombia	España	Reino Unido	Hawái	Brasil
Marco normativo	Regulación aplicable	CREG RESOLUCIÓN No. 030 DE 2018	RD 1600/2011 RD 244/2019	EREC G98 EREC 99	Rule N.º 14	PRODIST Módulo 3
	Límite de potencia instalada	Autoconsumo: 1 MW Generación distribuida: 5 MW	100 kW	3,6/11,04 kW Hasta 50 MW	Sin límite	Micro: 75 kW Mini: 5 MW
	Requerimiento de solicitud de interconexión	Si	Si, autoconsumo sin excedentes exento	Si, EREC G98 exento	Si, instalaciones sin excedentes exento	Si
	Medidor	Bidireccional	Bidireccional o doble medidor	Bidireccional	Generación neta	Bidireccional o doble medidor
	Pago de refuerzos	Solicitante	Solicitante	Solicitante	Solicitante	Micro: exenta Mini: Solicitante
	Autoconsumo compartido	No	Hasta 100 kW a 500 m	Sí	Sí, Community solar	Sí
	Autoconsumo virtual	No	No	No	No	Sí, pero con intención de revisar
Límites de	Regulación aplicable	CREG Resolución No. 030 DE 2018	RD 1699/2011	-	Rule N.º 14	Código I-432-0003 de Celesc Distribuição

	Criterio y límite	Suma de potencia instalada en un circuito. Límite: ≤ 15 % de la capacidad nominal Energía horaria generada en relación con el promedio anual de las horas de mínima demanda diaria Límite: ≤ 50 %	Suma de potencia instalada en un circuito Límite: ≤ 50 % de la capacidad térmica	-	Potencia de cortocircuito del transformador (lado primario / lado secundario) Límite: ≤ 10 % / ≤ 2,5 %	Potencia nominal del generador Límite: ≤ 10 % de potencia de cortocircuito
Tratamiento de la energía generada	Compensación neta sencilla	Mensual con costo margen de comercialización (y costos de distribución, transporte, pérdidas y restricciones)	No existe	No existe	Existió, pero fue eliminado en 2017	Sí, con crédito para 60 meses.
	Venta de excedentes	A precio mayorista para los auto-consumidores A precio mayorista más el 50% de las pérdidas evitadas para la generación distribuida	Compensación económica a precio de mercado diario e intradiario reduciendo costo de desvíos	Feed-in Tariff eliminadas en 2019 Smart Export Guarantee	Varios programas: Customer Grid Supply Smart Export Guarantee	No existe, se conservan los excedentes para netear en el futuro. Pasados los 60 meses, el consumidor pierde la compensación por la energía inyectada
	Grupos tarifarios	Por estrato social	Por características eléctricas	Domésticos (con dos segmentos) y no domésticos	Por tipo de consumidor	Por tipo de consumidor

Fuente: Elaboración propia con información de la contratación desarrollada por el Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) de la Universidad Pontificia Comillas

Entre los países considerados en el cuadro 3 se evidencian marcadas diferencias en las condiciones de la generación distribuida; sin embargo, las conclusiones más importantes extraídas del estudio realizado por el Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) de la Universidad Pontificia Comillas son las siguientes:

“Los programas de medición neta sencilla se han ido abandonando, debido a que son perjudiciales si se compensa el costo total del suministro eléctrico ya que permitiría que los consumidores dejen de pagar por costos del sistema como las redes, servicios auxiliares o no se valore el costo real de la generación que puede cambiar de una hora a otra.

Las ventas de los excedentes de generación en España y Reino Unido, varían por hora o periodo para que reflejen los costos de generación que sustituyen.

Los grupos tarifarios no deberían depender del tipo de consumidor (como se hace en Brasil, Hawái o Colombia), sino de las características eléctricas del punto de consumo.

Los requisitos de medidores son claves para evaluar impactos de la generación distribuida e implementar tarifas avanzadas.

El autoconsumo compartido o generación distribuida conjunta es una opción que se está implementando en los países.

El autoconsumo virtual^[10] no se recomienda ya que el único país de los analizados que lo permite actualmente es Brasil y el regulador, ANEEL, pretende revisar dicho mecanismo debido a sus ineficiencias a la hora de enviar señales económicas a los consumidores.” (Chaves et al, 2020, págs. 67-71).

4.4 Enfoque regulatorio propuesto

El enfoque regulatorio definido para esta metodología se orienta a la optimización y desarrollo de los recursos energéticos distribuidos, de forma que se le reconozca a las empresas eléctricas distribuidoras, los costos fijos y variables, así como las inversiones necesarias para la adecuada operación de los recursos energéticos distribuidos en la red de distribución de cada empresa distribuidora.

¹⁰ Modalidad de la generación distribuida para autoconsumo en donde los sistemas de generación distribuida para autoconsumo desligan el punto de consumo del punto de generación. El productor consumidor de un sistema que produce excedentes registrados en un medidor (punto de generación) se le reconocen en otro medidor (punto de consumo).

El desarrollo de esta metodología responde a la identificación de costos adicionales asociados con la correcta operación de la red de distribución cuando se integran los recursos energéticos distribuidos. Entre los costos e inversiones identificadas se pueden mencionar: mayor requerimiento de control de calidad, mayor mantenimiento al sistema de regulación de tensión, mayor mantenimiento al sistema de protecciones eléctricas, desarrollo de un mecanismo de facturación e inversiones en sistemas de facturación, costos de comunicación y almacenamiento de datos, costos asociados a la gestión comercial (contratos, seguimiento solicitudes, reportería), costos de monitoreo y operación en tiempo real, costos de planificación de la red, costos de ejecución de estudios técnicos (conexión de proyectos y penetración máxima en circuitos), inversión en sistemas de control especializados; entre otros costos e inversiones reconocidas por Coopelesca en el oficio Coopelesca-GG-396-2022.

En este sentido, el artículo 7 de la Ley N.º 10086 establece la obligación de las empresas distribuidoras de realizar las inversiones y estudios técnicos necesarios para la integración adecuada de los recursos energéticos distribuidos a la red de distribución y, a su vez, el mismo artículo define, de forma explícita, el reconocimiento tarifario de estos costos e inversiones cuando indica lo siguiente “(...) El costo y beneficio de las inversiones realizadas serán reconocidas vía tarifas por la Aresep y deberán asignarse en forma proporcional a las actividades correspondientes...”; conjuntamente, el artículo 6 establece la obligación de la Aresep de considerar, en las fijaciones tarifarias, los costos e inversiones en la red.

Consecuentemente, los artículos 6 y 7 de la Ley N.º 10086 establecen que no deben existir subsidios cruzados o cargas económicas en favor de los propietarios de recursos energéticos distribuidos, de forma que el reconocimiento de los costos e inversiones realizadas por las empresas distribuidoras para la adecuada integración de los recursos energéticos distribuidos deben ser tarifados, directamente, a los propietarios de recursos energéticos distribuidos, sin generar algún recargo al resto de abonados y participantes del SEN.

El enfoque regulatorio definido para establecer las tarifas necesarias que permitan la recuperación de los costos e inversiones mencionadas es el denominado como “Tasa de retorno”, en este enfoque la tarifa debe ser suficiente para generar los ingresos que permitan a la empresa distribuidora cubrir los costos e inversiones asociados con la integración de los recursos energéticos distribuidos a la red de distribución y, además, garantizar un monto

sobre el capital invertido, denominado “Rédito para el desarrollo” que corresponde a una retribución brindada a las empresas distribuidoras para atender sus compromisos de deudas de largo plazo, micro y macro-inversiones relacionadas con la adecuación y fortalecimiento de la red de distribución que permita la integración y fomento de los recursos energéticos distribuidos.

En consecuencia la tarifa se cobrará a todos los propietarios de recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución de cada empresa eléctrica distribuidora, pues son estos los responsables de los costos e inversiones en que incurren las empresas para su interconexión.

Para la aplicación de este enfoque se requiere de la revisión, depuración y ajuste de la información ingenieril, económica, estadística y contable para establecer adecuadamente el nivel de las tarifas y, a su vez, se requiere de una clara identificación de los costos e inversiones directamente relacionados con la integración de los recursos energéticos distribuidos para evitar la aplicación de subsidios cruzados entre los abonados del SEN y los propietarios de recursos energéticos distribuidos; tal como lo establece el artículo 6 de la Ley N.º 10086 cuando indica “...atendiendo las buenas prácticas de la contabilidad regulatoria, debiendo separarse los cargos de los recursos energéticos distribuidos de las empresas distribuidoras por costos fijos y costos variables del SEN.”

Las principales ventajas relacionadas con el enfoque seleccionado se vinculan con que permite identificar los costos propios de la actividad regulada, los costos identificados serán reconocidos por medio de tarifas, permite identificar o desglosar los componentes de la estructura tarifaria, contribuye a la sostenibilidad del sistema dado que las tarifas se fijan en función de los costos propios de la actividad regulada y fomenta la búsqueda de la eficiencia asignativa. Por su parte, las desventajas del método seleccionado se vinculan con el incentivo a la sobre inversión, la ausencia de incentivos a la eficiencia y la falta de castigo a las ineficiencias, el alto costo de regulación por parte del ente regulador debido que requiere revisar cada uno de los costos incurridos y los incentivos a la distorsión de los datos por parte de las empresas distribuidoras para obtener tarifas más favorables.

Sin embargo, se debe indicar que algunas de las desventajas enumeradas se ven minimizadas con una adecuada aplicación de los criterios de eficiencia y depuración de información que conlleva la aplicación de los adecuados principios regulatorios que dictan la teoría y la aplicación armónica de las leyes 7593 y 10086.

Por lo anterior, la selección del enfoque regulatorio se vincula con la sostenibilidad del servicio regulado, el cumplimiento de los requisitos de calidad, confiabilidad y seguridad de la red de distribución y el reconocimiento tarifario de los costos e inversiones en la red amparado en lo estipulado en la Ley N.º 10086.

Por otra parte, como parte del análisis regulatorio se evaluaron diferentes alternativas para realizar el cobro de esta tarifa, especialmente para definir con base en cuál variable se debe realizar el cobro respectivo a los diferentes tipos de propietarios de recursos energéticos distribuidos (PDER). Para esto se evaluaron principalmente tres alternativas de cobro:

- El consumo natural (kWh), definido este como toda la energía consumida por el generador distribuido independientemente del origen de esta, corresponde a la necesidad energética en ausencia de cualquier generador en sitio o medio de almacenamiento de energía. Es la suma de la energía generada, más la energía retirada de la red, menos la energía inyectada a la red.*
- La energía generada para autoconsumo (kWh), es decir la energía generada por el PDER.*
- La capacidad instalada del DER (sistema de generador distribuido o sistema de almacenamiento), en función de los kW.*

Se evaluaron las principales ventajas y desventajas de cada una de estas alternativas, según se resume en el siguiente cuadro.

Cuadro 7. Ventajas y desventajas de las diferentes alternativas utilizadas como base de cálculo y cobro de la tarifa de costos e inversiones relacionados con los recursos energéticos distribuidos

Variable	Ventajas	Desventajas
Consumo natural ⁽¹⁾ (kWh)	<ul style="list-style-type: none"> • Estaría relacionada al consumo total de cada persona física o jurídica que posea u opere un DER. • Cuenta con respaldo metrológico por la utilización del medidor bidireccional y del medidor de generación. • Es una variable consistente con otras tarifas (tarifa de acceso). 	<ul style="list-style-type: none"> • La energía que suple la empresa contempla un canon de regulación para el servicio de suministro de energía eléctrica en la etapa de distribución, lo que podría implicar duplicar este cobro o interpretarse como tal. • Podría interpretarse (incorrectamente) como que se está cobrando un canon por energía que no ha hecho incurrir en costos de regulación (solo propios). Cobro monómico no horario, donde la potencia no estaría explícita. • Inconveniente para considerar a los DER relacionados con almacenamiento, donde podría no existir energía en un periodo específico.
Energía generada para autoconsumo (kWh)	<ul style="list-style-type: none"> • Considera únicamente la energía que autogenera el PDER, más relacionada con los recursos energéticos distribuidos. • Respaldo metrológico por la utilización del medidor de generación. 	<ul style="list-style-type: none"> • No se podría generalizar a los sistemas de almacenamiento puro o baterías de vehículos que inyecten energía a la red. • Sería un cobro diferente (inconsistente) comparando con otras tarifas (tarifa de acceso). • Podría interpretarse (incorrectamente) como que está cobrando un canon por energía que no ha hecho incurrir en costos de regulación. • Inconveniente para considerar a los DER relacionados con almacenamiento, donde podría no existir energía en un periodo específico.

<p>Capacidad instalada del DER (sistema de generación distribuida y/o sistema de almacenamiento), en función de los kW</p>	<ul style="list-style-type: none"> • La interconexión con la red de distribución implica declarar la capacidad instalada del sistema de GD y almacenamiento, variable que ya se reporta. • Es una variable fija, con los costos anualizados, tendría poca variabilidad en el año calendario. • Implica la revisión y fiscalización de las normas en cuanto a la obligatoriedad de declarar adecuaciones en los sistemas de generación distribuida. • Permite considerar todas las formas de recursos energéticos distribuidos. • Constituye un incentivo para hacer un uso más racional del recurso. 	<ul style="list-style-type: none"> • No está vinculada a una variable de medición periódica como la energía o potencia medida. • Puede incentivar el subregistro o no reporte de adecuaciones en los sistemas de generación. • No es una señal de precio con respecto a consumo de potencia y energía, tal y como se estila en el resto de las tarifas del sector eléctrico.
--	---	---

(1) Consumo natural: *representa toda la energía consumida por el generador distribuido independientemente del origen de esta, corresponde a la necesidad energética en ausencia de cualquier generador en sitio o medio de almacenamiento de energía. Es la suma de la energía generada, más la energía retirada de la red, menos la energía inyectada a la red.*

Del análisis de estas ventajas y desventajas se concluye que la mejor alternativa es realizar el cobro de esta tarifa en función de la capacidad instalada, sobre todo porque permite abarcar a todos los tipos de recursos energéticos distribuidos y no solo los relacionados con sistemas de generación distribuida.

[...]

X. Que en la sesión 58-2022, celebrada el 23 de agosto de 2022, la Junta Directiva de la Aresep, con fundamento en el oficio OF-0211-CDR-2022 del 30 de junio de 2022, que contiene el informe técnico IN-0038-CDR-2022 y el oficio OF-0035-RGA-2022 del 30 de junio de 2022, acordó someter la procedimiento de audiencia pública previsto en el artículo 36 de la Ley 7593, la propuesta de metodología tarifaria denominada “*Metodología tarifaria de fijación para la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido*”.

XI. Que de conformidad con el oficio OF-0762-DGAJR-2022 del 14 de octubre de 2022, del análisis post audiencia pública realizado a la propuesta de “*Metodología tarifaria de fijación para la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del Generador Distribuido*”, según lo dispuesto en el Lineamiento del Regulador General 353-RG-2017, se identificaron 3 cambios

de fondo sustancial, en virtud de lo anterior se recomendó: “1. Someter al conocimiento y valoración de la Junta Directiva de Aresep, la propuesta de la metodología denominada “Metodología tarifaria de fijación para la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del Generador Distribuido”, presentada por la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación, mediante el oficio OF-0317-CDR-2022 del 20 setiembre de 2022. 2. Valorar que, en caso de mantenerse los cambios de fondo sustanciales introducidos en la propuesta de metodología denominada “Metodología tarifaria de fijación para la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del Generador Distribuido”, e identificados en ese dictamen, dicha propuesta deberá someterse nuevamente al procedimiento de audiencia pública, de conformidad con lo establecido en los artículos 9 de la Constitución Política y 36 de la Ley 7593”; lo cual amerita que la propuesta sea sometida nuevamente a audiencia pública, en respeto al derecho de participación ciudadana.

XII. Que mediante el acuerdo 07-84-2022, del acta de la sesión ordinaria 84-2022, celebrada el 15 de noviembre de 2022, la Junta Directiva resolvió, por mayoría, tres votos a uno, y declarado en firme por unanimidad:

“Solicitar al Centro de Desarrollo de la Regulación que lleve a cabo una integración, en una sola resolución, de las siguientes propuestas metodológicas relacionadas con generación distribuida conocidas en esta oportunidad por la Junta Directiva:

- *Propuesta de Metodología tarifaria para la fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos. (Atención al acuerdo 08-46-2022 del acta de la sesión ordinaria 46-2022 del 12 de julio de 2022). Informe IN-0038-CDR-2022 del 29 de junio de 2022, contenido en el oficio OF-0211-CDR-2022, oficios OF-0335-RGA-2022, ambos del 30 de junio de 2022 y OF-0626-SJD-2022 del 22 de agosto de 2022.*
- *Propuesta de la “Metodología tarifaria de compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora”. (Atención al acuerdo 07-56-2022 del acta de la sesión ordinaria 56-2022 del 16 de agosto de 2022). Informe IN-0041-CDR-2022 del 01 de agosto de 2022, contenido en el oficio OF-0256-CDR-2022, oficios OF-0556-RGA-2022 ambos del 05 de agosto de 2022, OF-0615-SJD-2022 del 17 de agosto de 2022 y OF-0624-SJD-2022 del 19 de agosto de 2022.*
- *Análisis de la propuesta de “Metodología tarifaria de fijación para la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte de generador distribuido”.*

Expediente IRM-004-2022. Informes IN-0051-CDR-2022 del 15 de setiembre de 2022, IN-0052-CDR-2022 del 6 de setiembre de 2022, contenido en el oficio OF-0317-CDR-2022 del 20 de setiembre de 2022 y OF-0762-DGAJR-2022 del 14 de octubre de 2022.

• Propuesta de “Metodología tarifaria para el reconocimiento de los costos e inversiones en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN (Ley 10.086)” (TARIFA T-DER). OF-0893-SJD-2022 Página N°3 Expediente PIRM-006-2022. Informe IN-0071-CDR-2022, contenido en el oficio OF-0386-CDR-2022 del 10 de noviembre de 2022.

Lo anterior, en un plazo no mayor a una semana”.

XIII. Que el 24 de noviembre, mediante el acuerdo 03-87-2022, la Junta Directiva solicitó a la DGCDR y a la Administración la integración en una única metodología general las propuestas tarifarias referentes a interconexión, acceso, venta de excedentes y costos e inversiones, siguiendo un esquema de contenido específico.

XIV. Que el 13 de diciembre de 2022, mediante el oficio OF-0966-SJD-2022, la Secretaría de Junta Directiva comunicó al Regulador General y a la DGCDR el acuerdo 07-92-2022, del acta de la sesión ordinaria 92-2022, celebrada el 13 de noviembre de 2022, en la que se modificó el acuerdo 03-87-2022, en lo relativo al contenido y ordenamiento de la resolución requerida para la integración de la metodología de Generación Distribuida con base en lo que establece la Ley N° 10086, “Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes de energía renovables.”

XV. Que mediante el acuerdo 07-92-2022, del acta de la sesión ordinaria 92-2022, celebrada el 13 de diciembre de 2022, la Junta Directiva resolvió:

1. Instruir a la Administración para que aplique el siguiente orden lógico de integración de la Metodología de Generación Distribuida con base en lo que establece la Ley N° 10086, PROMOCIÓN Y REGULACIÓN DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES, mediante una resolución que contenga el siguiente contenido y ordenamiento:

I. Resultando

II. Considerandos (incluyendo el marco legal aplicable)

III. Resolución: Junta Directiva resuelve, a partir la siguiente estructura:

I. ASPECTOS GENERALES

- A. *Diagrama General de la Metodología para la fijación tarifaria de los recursos energéticos distribuidos*
- B. *Objetivo general*
- C. *Alcance general*
- D. *Definiciones*

II. **CAPÍTULO 1: MÉTODO DE CÁLCULO PARA LOS CARGOS DE INTERCONEXIÓN A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN APLICABLE A LOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS** (con su objetivo, alcance, modelo de cálculo, aplicación del método de cálculo y su lista de fórmulas y variables)

III. **CAPÍTULO 2: MÉTODO DE CÁLCULO PARA LA FIJACIÓN DE LA TARIFA DE ACCESO A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN POR PARTE DEL GENERADOR DISTRIBUIDO** (con su objetivo, alcance, modelo de cálculo, aplicación del método de cálculo, derogatoria, transitorios y su lista de fórmulas y variables).

IV. **CAPÍTULO 3: MÉTODO DE CÁLCULO PARA LA COMPRA-VENTA DE EXCEDENTES Y RECONOCIMIENTO ECONÓMICO ENTRE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS, ASÍ COMO POR PARTE DE LOS GENERADORES DISTRIBUIDOS A LA EMPRESA DISTRIBUIDORA** (con su objetivo, alcance, modelo de cálculo, aplicación del método de cálculo y su lista de fórmulas y variables, anexo).

V. **CAPÍTULO 4: MÉTODO DE CÁLCULO PARA EL RECONOCIMIENTO DE LOS COSTOS, RENTABILIDAD, INVERSIONES Y CANON EN QUE INCURREN LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS PARA LA INTEGRACIÓN DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS AL SEN** (con su objetivo, alcance, modelo de cálculo, aplicación del método de cálculo, transitorios y su lista de fórmulas y variables).

VI. **BIBLIOGRAFÍA**

VII. **ANEXOS**

2. *Instruir a la Administración para que realice la homologación de las fechas de aplicación por primera vez, así como para las aplicaciones ordinarias sucesivas y valorando la necesidad de aplicaciones extraordinarias con base en los tiempos de aplicación ordinaria de oficio o a petición de parte, para la fijación de las tarifas y cargos de acuerdo con los métodos cálculo incluidos en la propuesta de resolución.*

3. *Se otorga un plazo de hasta 10 días, a partir de la firmeza de este acuerdo.”*

XVI. Que del oficio OF-0420-CDR-2022 del 14 diciembre de 2022, en cumplimiento de lo instruido en el acuerdo 07-92-2022 conviene extraer lo siguiente:

“(…)

Cabe señalar que el proyecto de resolución que se anexa fue elaborado por la Fuerza de Tarea que ha venido trabajando en el desarrollo de metodologías tarifarias derivadas de la Ley No. 10086 y que, para cumplir con lo solicitado por la Junta Directiva, el documento corresponde a la integración de los proyectos de resolución que se habían aportado en su oportunidad para dichas propuestas, presentadas por esta Dirección General de forma separada, con fundamento en los informes correspondientes. Al efectuar dicha integración en un solo documento a partir de las metodologías citadas, fue necesario hacer ajustes respecto a las propuestas contenidas en los informes técnicos en atención a los Considerandos del acuerdo 07-092-2022.

Los ajustes realizados en dicho proyecto de resolución, para cumplir con el esquema de contenido solicitado por la JD se detallan a continuación:

- 1. Unificación de un único marco legal en uno de los Considerandos del proyecto resolución.*
- 2. Se sustituye el término “metodología” por “método de cálculo” en cada capítulo.*
- 3. En el considerando se cambia el orden para que primero esté el considerando referente a la justificación del método de cálculo de interconexión y después el considerando referente a la justificación del método de cálculo de acceso.*
- 4. Se traslada el método de cálculo de interconexión al capítulo 1 y el método de cálculo de acceso al capítulo 2.*
- 5. Se consolida el apartado de definiciones en uno solo que contempla los conceptos de los cuatro métodos de cálculo.*
- 6. Se consolida en un único apartado la bibliografía y anexo.*
- 7. Se incorpora un diagrama general explicativo de la metodología general que contempla los 4 métodos de cálculo.*
- 8. Se incorpora un objetivo y alcance general que engloba los cuatro métodos de cálculo.*

9. Se cambia el nombre del cuarto método de cálculo la “Metodología Tarifaria para el reconocimiento de los costos e inversiones en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de los recursos energéticos distribuidos al SEN” por el nombre “Método de cálculo para el reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN”.

10. Se ajusta y homologa la aplicación por primera vez y aplicación general de los cuatro métodos de cálculos de las tarifas y cargos propuestos.

11. Se incorporan números de folio que estaban pendientes.

Adicionalmente, se recomienda al cuerpo colegiado la definición del tratamiento administrativo que se le dará a la propuesta de metodología tramitada en el expediente IRM-004-2022, debido a que, en consecuencia de la integración solicitada, la segunda audiencia pública para el caso de la propuesta de “Metodología tarifaria de fijación para la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte de generador distribuido”, correspondería ser tramitada en un nuevo expediente; en conjunto con el resto de métodos tarifarios relacionados con la regulación económica para los recursos energéticos distribuidos, integradas en una sola resolución.

(...)”

XVII. Que como consecuencia de lo anterior y para dar cumplimiento al acuerdo 07-92-2022 citado, se hace necesario instruir a la Secretaría de la Junta Directiva para que solicite al Departamento de Gestión Documental archivar el expediente IRM-004-2022 público correspondiente al trámite de la la propuesta de metodología denominada “Metodología tarifaria de fijación para la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del Generador Distribuido”, una vez se realice lo indicado en el Considerando XV y Por Tanto III de esta resolución.

XVIII. Que la celebración de la audiencia pública, de conformidad con el artículo 36 de la Ley 7593 y el artículo 9 de la Constitución Política, es una forma de participación ciudadana en ejercicio de un derecho constitucionalmente establecido, cuya finalidad es que los administrados manifiesten sus posiciones sobre la propuesta cuando tengan interés directo en el asunto y puedan verse afectados; audiencia que ha señalado la Sala Constitucional de la Corte Suprema de Justicia, que no puede observarse como una simple

formalidad que finalmente no logre su cometido de proteger el derecho de defensa de los interesados, por lo cual Aresep debe garantizar el ejercicio del derecho de participación ciudadana en la emisión y modificación de metodologías tarifarias.

XIX. Que con fundamento en los resultandos y considerandos precedentes y de acuerdo con el mérito de los autos, lo procedente es acoger la propuesta de metodología derivada de lo establecido en la Ley N°10086: A) Capítulo 1: Propuesta de “Método de cálculo para la fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos; B) Capítulo 2: Propuesta de “Método de cálculo para la fijación de la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido”; C) Capítulo 3: Propuesta de “Método de cálculo de la tarifa para la compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora”; D) Capítulo 4: Propuesta de “Método de cálculo para el reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN” presentada por la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación, mediante el oficio OF-0103-CDR-2023, del 22 de marzo de 2023 en el cual se adjuntó el informe IN-0009-CDR-2023, que corresponde al informe de análisis de posiciones y el informe IN-0010-CDR-2023, que corresponde al informe técnico final de la propuesta de la metodología, tal y como se dispone a continuación.

XX. Que en la sesión extraordinaria N° 37-2023, celebrada el 4 de mayo de 2023, cuya acta fue ratificada el 09 de mayo del mismo año; la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, analizó los oficios OF-0103-CDR-2023, del 22 de marzo de 2023 en el cual se adjuntó el informe IN-0010-CDR-2023 (informe técnico final de la propuesta de metodología), el informe IN-0009-CDR-2023 (informe de análisis de posiciones) y el oficio OF-0131-CDR-2023 del 26 de abril de 2023, así como el oficio OF-0243-DGAJR-2023 del 27 de abril de 2023 de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria y realizó los siguientes ajustes respecto al informe IN-0009-CDR-2023:

A) En la sección 3.2.1 página 76, en cuanto a la respuesta dada al opositor Sr. Fabricio Ugalde, en el párrafo segundo, léase de la siguiente manera: “De este modo, respecto a los principios de servicio al costo y equilibrio financiero indicados por el opositor, no se debe velar por el equilibrio financiero de los generadores distribuidos, ni se deben generar instrumentos que les permitan asegurar la recuperación de sus costos.”

B) En la sección 2.4.1. página 73, referente a la “*separación de los costos de los recursos distribuidos*”, en cuanto a la respuesta dada al ponente ICE, en el párrafo octavo, se reafirma que esta metodología establece los lineamientos de estandarización de costos y homologación de criterios de costeo para los recursos energéticos distribuidos cuando defina los criterios y lineamientos contables y regulatorios de la Contabilidad Regulatoria vigente y establezca los formatos, requerimientos y plazos de entrega.

XXI. Que por unanimidad de votos de las personas miembros presentes acuerda, dictar la presente resolución, tal y como se dispone.

POR TANTO

Con fundamento en las facultades conferidas en la Ley N° 7593 y sus reformas, en la Ley General de la Administración Pública N° 6227, en el Decreto Ejecutivo N° 29732-MP, que es el Reglamento a la Ley N° 7593, la Ley N°10086 y en el Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado.

LA JUNTA DIRECTIVA DE LA AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

RESUELVE:

- I. Dar por recibido el oficio OF-0103-CDR-2023, del 22 de marzo de 2023 en el cual se adjuntó el informe IN-0010-CDR-2023, que corresponde al informe técnico final de la propuesta de metodología derivada de lo establecido en la Ley N°10086, el informe IN-0009-CDR-2023, que corresponde al informe de análisis de posiciones y el oficio OF-0131-CDR-2023 del 26 de abril de 2023, así como el oficio OF-0243-DGAJR-2023 del 27 de abril de 2023 de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria.
- II. Dictar la metodología tarifaria derivada de la ley N.º 10086 referente a: **A)** Los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos, **B)** Acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido, **C)** Para la compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora, **D)** para el reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al sen, que se divide de la siguiente manera:

A) Capítulo 1: “Método de cálculo para la fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos; **B) Capítulo 2:** “Método de cálculo para la fijación de la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido”; **C) Capítulo 3:** “Método de cálculo de la tarifa para la de compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora”; **D) Capítulo 4:** “Método de cálculo para el reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN”, cuyo texto se transcribe a continuación:

METODOLOGÍA TARIFARIA DERIVADA DE LA LEY N.º 10086 REFERENTE A:
A) LOS CARGOS DE INTERCONEXIÓN A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN APLICABLE A LOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS, B) ACCESO A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN POR PARTE DEL GENERADOR DISTRIBUIDO, C) PARA LA COMPRA-VENTA DE EXCEDENTES Y RECONOCIMIENTO ECONÓMICO ENTRE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS, ASÍ COMO POR PARTE DE LOS GENERADORES DISTRIBUIDOS A LA EMPRESA DISTRIBUIDORA, D) PARA EL RECONOCIMIENTO DE LOS COSTOS, RENTABILIDAD, INVERSIONES Y CANON EN QUE INCURREN LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS PARA LA INTEGRACIÓN DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS AL SEN

Índice de contenidos

ASPECTOS GENERALES.....	131
A. Diagrama general de la metodología para la fijación tarifaria de los recursos energéticos distribuidos.....	131
B. Objetivo general	132
C. Alcance general	132
D. Definiciones	133
CAPÍTULO 1: MÉTODO DE CÁLCULO PARA LA FIJACIÓN DE LOS CARGOS DE INTERCONEXIÓN A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN APLICABLE A LOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS.....	139
1. Objetivos y alcance	139
1.1. Objetivos	139
1.2. Alcance	140

2. Modelo de cálculo.....	140
2.1. Fórmula general del método de cálculo.....	140
2.1.1. Etapa 1: Solicitud de interconexión	142
2.1.2. Etapa 2: Estudios de ingeniería e inspección inicial	142
2.1.3. Etapa 3: Inspección final y puesta en marcha.....	143
2.1.4. Etapa 4: Reinspección (en caso de que la etapa 3 resulte infructuosa)	143
2.1.5. Costo por etapa	144
2.2. Componentes de cálculo tarifario.....	145
2.3. Suministro de información.....	146
3. Aplicación del método de cálculo	147
3.1. Aplicación general y ajustes.....	147
3.2. Aplicación por primera vez	147
3.3. Imputación de datos.....	148
4. Listado de fórmulas y variables	149
4.1. Listado de fórmulas	149
4.2. Listado de variables y subíndices.....	150
–CAPÍTULO 2: MÉTODO DE CÁLCULO PARA LA FIJACIÓN DE LA TARIFA DE ACCESO A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN POR PARTE DEL GENERADOR DISTRIBUIDO	152
1. Objetivos y alcance	152
1.1. Objetivos	152
1.2. Alcance	153
2. Modelo de cálculo.....	153
2.1. Fórmula general del método de cálculo.....	153
2.2. Componentes de cálculo tarifario.....	155
2.2.1. Determinación del consumo natural mensual promedio por los servicios con generación distribuida estimados y cantidad media de servicios con generación distribuida esperada por mes para el periodo “t+1”	155
2.2.2. Determinación del aporte por requerimiento de capacidad demandado por los clientes de generación distribuida estimados para el periodo tarifario “t+1”.	157
2.2.3. Determinación del aporte por requerimiento de capacidad por parte de los servicios con generación distribuida estimados por pago de potencia implícita para el periodo tarifario “t+1”.	160
2.2.4. Precio de la potencia para tarifas con bloques exclusivamente monómicos	165
2.2.5. Determinación de la muestra de servicios con generación distribuida.	167
2.2.6. Aplicación conjunta con metodología ordinaria de distribución.	170
2.3. Criterios de aceptabilidad de los datos a utilizar	170

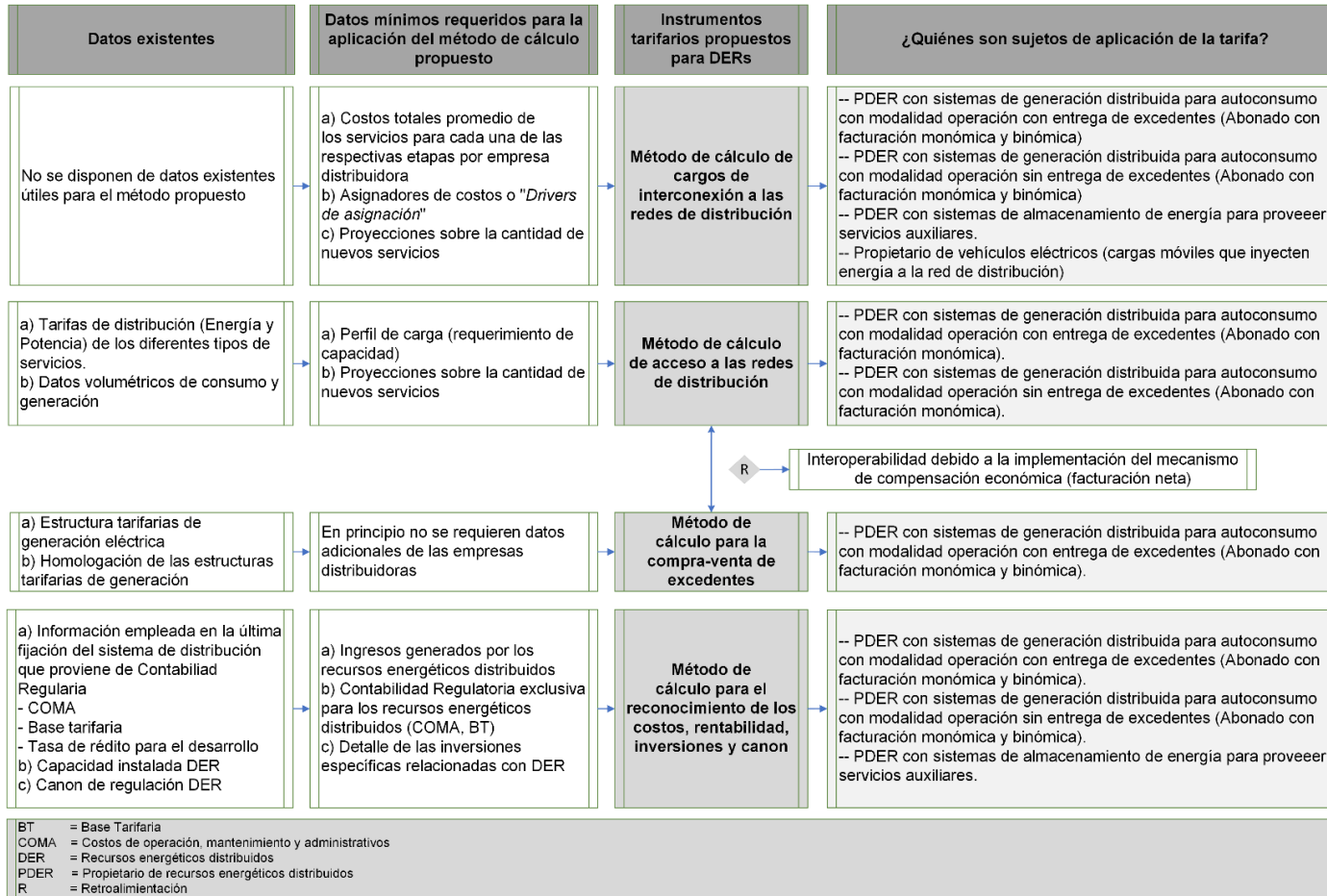
2.4. Requerimientos de información	172
2.5. Descripción del pliego tarifario para tarifa de acceso.....	172
2.6. Aplicación del método de cálculo	175
2.6.1. Aplicación en general	175
2.6.2. Aplicación por primera vez	176
2.7. Otras disposiciones	177
2.8. Relación con otras herramientas regulatorias	177
3. Derogatoria	178
4. Transitorios.....	178
4.1. Suministro de información para la primera aplicación	178
4.2. Vigencia de las tarifas de acceso fijadas con la RJD-030-2016	178
5. Listado de fórmulas y variables.....	179
5.1. Listado de fórmulas	179
5.2. Listado de variables y subíndices.....	181
CAPÍTULO 3: MÉTODO DE CÁLCULO DE LA TARIFA PARA LA COMPRA- VENTA DE EXCEDENTES Y RECONOCIMIENTO ECONÓMICO ENTRE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS, ASÍ COMO POR PARTE DE LOS GENERADORES DISTRIBUIDOS A LA EMPRESA DISTRIBUIDORA	184
1. Objetivos y alcance.....	184
1.1. Objetivos	184
1.2. Alcance.....	185
2. Modelo de cálculo	185
2.1. Homologación requerida para obtener el costo de oportunidad	185
2.2. Procedimientos de cálculo.....	188
2.3. Formulación matemática para el desarrollo del cálculo	189
3. Aplicación del método de cálculo	191
3.1. Aplicación en general y ajustes	192
3.2. Aplicación por primera vez	193
3.3. Vigencia de la tarifa de compra-venta de excedentes	193
3.4. Requerimientos de información	194
3.5. Suministro de información para la primera aplicación	194

4. Listado de fórmulas y variables	195
4.1. Listado de fórmulas	195
4.2. Listado de variables y subíndices.....	195
CAPÍTULO 4: MÉTODO DE CÁLCULO PARA EL RECONOCIMIENTO DE LOS COSTOS, RENTABILIDAD, INVERSIONES Y CANON EN QUE INCURREN LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS PARA LA INTEGRACIÓN DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS AL SEN	
1. Objetivos y alcance	196
1.1. Objetivos	196
1.2. Alcance	197
2. Modelo de cálculo	198
2.1. Fórmula General.....	199
2.2. Costos de operación, mantenimiento y administrativos (COMA).....	200
2.2.1 Costos de operación, mantenimiento y administrativos directos (COMAD)	201
2.2.2. Costos de operación, mantenimiento y administrativos asignados (COMAA).....	203
2.3. Tasa de rédito para el desarrollo (R)	207
2.4. Base tarifaria (BT)	207
2.4.1. Base tarifaria directa (BTD)	209
2.4.2. Base tarifaria asignada (BTA)	209
2.5. Canon de regulación (CregDER)	211
2.6. Capacidad instalada (CI)	211
3. Actualización del canon de regulación por vía extraordinaria (CregDER)	213
3.1. Determinación del porcentaje del ajuste en las tarifas por ajuste en el canon para el procedimiento de fijación tarifaria extraordinaria	214
3.1.1. Determinación del ajuste requerido en términos absolutos, procedimiento extraordinario	214
3.1.2. Determinación del ajuste porcentual requerido, procedimiento extraordinario	215
3.2. Determinación de la tarifa por ajuste del canon de regulación, procedimiento extraordinario.....	215
4. Aplicación del método de cálculo	216
4.1. Aplicación general y ajustes.....	216
4.2. Requerimientos de información	217
5. Transitorios	218
5.1. Aplicación por primera vez y durante el periodo de transición	218

5.2. Suministro de información durante el periodo de transición.....	219
6. Listado de fórmulas y variables.....	219
6.1. Listado de fórmulas	219
6.2. Listado de variables y subíndices.....	223
BIBLIOGRAFÍA.....	229
ANEXOS.....	233
Anexo A. Determinación del factor de carga implícito	233

ASPECTOS GENERALES

A. Diagrama general de la metodología para la fijación tarifaria de los recursos energéticos distribuidos



B. Objetivo general

Establecer una metodología tarifaria que integre los métodos de cálculo de las tarifas necesarias, para: a) los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos, b) acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido, c) para la compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora, d) para el reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN, en cumplimiento de lo dispuesto en la Ley No. 10086 y con el fin de buscar la adecuada integración de los recursos energéticos distribuidos en el Sistema Eléctrico Nacional.

C. Objetivos específicos

- a) Enviar señales de precios adecuadas y oportunas, que propicien la adecuada integración de los recursos energéticos distribuidos al SEN, de modo que las tarifas finales reflejen las condiciones económicas y técnicas que se requieren.
- b) Promover que las empresas distribuidoras realicen una adecuada y flexible gestión comercial para aquellos usuarios que posean recursos energéticos distribuidos.
- c) Incidir en la adecuada integración de los recursos energéticos distribuidos que se interconecten a las redes de distribución y el SEN.
- d) Propiciar el cumplimiento de los principios de eficiencia, eficacia y servicio al costo indicados en las leyes N.º 7593 y N.º 10086.

D. Alcance general

De acuerdo con lo dispuesto en la Ley N° 10086, esta metodología será de aplicación para los distintos PDER, de acuerdo con lo particularizado en los diferentes métodos de cálculo especificados en los siguientes capítulos, que inciden sobre los pliegos tarifarios de todas las empresas distribuidoras y constituyen un conjunto de procedimientos asociados a las fijaciones tarifarias de conformidad con el artículo 30 de la Ley N° 7593.

En función de lo anterior, la presente metodología es aplicable a todas las empresas distribuidoras de electricidad, de modo que tiene un alcance nacional, y permitirá determinar de modo específico las siguientes tarifas para cada una de esas empresas:

- a) Los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos
- b) Tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido
- c) Tarifa para la compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora
- d) Tarifa para el reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN.

La metodología tarifaria se aplicará a los abonados-productores y se calculará para cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en forma individual, según sus propios costos. La metodología es aplicable en todas las empresas eléctricas distribuidoras.

En los siguientes capítulos se define cada uno de los métodos de cálculo y los procedimientos respectivos para la determinación de cada tarifa.

De este modo, el presente instrumento regulatorio tiene como alcance general el desarrollo de los mecanismos necesarios para contar con un conjunto de tarifas que propicien la adecuada integración de los recursos distribuidos en el Sistema Eléctrico Nacional.

E. Definiciones

- a) Abonado productor o productor consumidor: toda persona física o jurídica que ha suscrito un contrato para el aprovechamiento de la energía eléctrica y que además produce electricidad con fuentes renovables para ser aprovechada exclusivamente por él, en el mismo sitio donde se genera, con el único propósito de suplir parcial o totalmente sus necesidades de energía eléctrica.¹¹
- b) Almacenamiento de energía: es toda tecnología (electroquímico, térmico, mecánica, eléctrica) que permita almacenar energía en las instalaciones del usuario final, incluyendo calderas eléctricas con tanques de agua caliente.¹²

¹¹ AR-NT-SUCOM, Artículo 3.

¹² Decreto Ejecutivo N° 43879-MINAE, Reglamento a la Ley de promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables, Artículo 5.

- c) Autoconsumo: aprovechamiento de la energía generada por parte del generador distribuido para abastecer su propia demanda en el mismo sitio donde la produce.¹³
- d) Base tarifaria: suma de la base tarifaria directa (BTD) y la base tarifaria asignada (BTA). Es la suma de todas las inversiones efectuadas por la empresa distribuidora de electricidad para una adecuada integración de los recursos energéticos distribuidos a su sistema de distribución. Estas inversiones no deben incluirse en la fijación tarifaria del servicio de distribución para no realizar duplicidades en el reconocimiento de las inversiones.
- e) Base tarifaria asignada (BTA): corresponde a una asignación proporcional de las inversiones efectuadas por las empresas distribuidoras de electricidad para la operación del sistema de distribución. Estas inversiones no deben incluirse en la fijación tarifaria del servicio de distribución para no realizar duplicidades en el reconocimiento de las inversiones.
- f) Base tarifaria directa (BTD): corresponde a todas las inversiones directas de la empresa distribuidora de electricidad para una adecuada integración de los recursos energéticos distribuidos a su sistema de distribución. Estas inversiones no deben incluirse en la fijación tarifaria del servicio de distribución para no realizar duplicidades en el reconocimiento de las inversiones.
- g) Canon de regulación para DER: corresponde a los costos relacionados con la regulación de los recursos energéticos distribuidos, cobrado por parte de las empresas distribuidoras de electricidad a los PDER y trasladado a la Aresep.
- h) Capacidad instalada: es la suma de las potencias especificadas en los datos de placa o información del fabricante de los sistemas de generación distribuida para autoconsumo y/o almacenamiento que interconecte el PDER a la red de distribución. Se mide en kW.
- i) Cargo total de interconexión: cargo que reconoce los costos en función de los requerimientos de los servicios de interconexión a las redes de distribución de electricidad aplicable a los recursos energéticos distribuidos.

¹³ Ley N° 10086, Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables, Artículo 2, inciso c).

- j) Compra-venta de excedentes: mecanismo para la compra de los excedentes de energía eléctrica de los generadores distribuidos por parte de una empresa distribuidora de electricidad, a un precio de compra (por parte de la empresa distribuidora) y venta (por parte del generador distribuido u otra empresa distribuidora) máximo definido por la Aresep.
- k) Consumo natural: representa toda la energía consumida por el generador distribuido independientemente del origen de esta, corresponde a la necesidad energética en ausencia de cualquier generador en sitio o medio de almacenamiento de energía. Es la suma de la energía generada (indicada en el medidor de generación), más la energía retirada de la red (indicada en el medidor bidireccional), menos la energía inyectada a la red (indicada en el medidor bidireccional).
- l) Contabilidad regulatoria: sistema de captura y manejo de datos que unifica la metodología y los formatos a utilizar por el proveedor de los servicios regulados a la hora de presentar la información requerida por el ente regulador.¹⁴
- m) Costo de oportunidad: la alternativa de mayor valor a la que renunciamos para obtener algo,¹⁵ es decir, a lo que se renuncia cuando se toma una decisión o se hace una elección entre diferentes ofertas disponibles. El costo que le implicaría sustituir el kWh comprado al generador distribuido por un kWh equivalente en el mercado.
- n) Demanda: valor de la potencia medida en kVA o en kW requerida por una instalación eléctrica, elemento de red, dispositivo o aparato eléctrico en un instante de tiempo dado.¹⁶
- o) Demanda máxima: valor más alto de la demanda en un período dado.¹⁷
- p) Empresa distribuidora: empresa cuya actividad consiste en la distribución y comercialización de la energía eléctrica, para su uso final en el área concesionada.¹⁸

¹⁴ Con base en resolución RIE-132-2017.

¹⁵ Loría, E., & Parkin, M. (2010). Microeconomía: versión para Latinoamérica.

¹⁶ Con base en reglamento técnico AR-NT-SUCOM "Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión" artículo 2.

¹⁷ Con base en reglamento técnico AR-NT-SUCOM "Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión" artículo 2.

¹⁸ Ley N° 10086, Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables, Artículo 2, inciso e).

- q) Estacionalidad: fluctuaciones en períodos menores a un año (mensual, bimensual, trimestral, entre otros), las cuales generalmente se repiten año a año¹⁹. Esta estacionalidad se puede reflejar en la generación, en el consumo, en las estructuras tarifarias aprobadas, entre otros.
- r) Estudios de ingeniería: son aquellos estudios topológicos, de diseño y desempeño de la red eléctrica, en un punto específico en el cual se desea interconectar un DER, y que resultan necesarios a criterio de la empresa distribuidora para determinar la viabilidad técnica del punto de interconexión.
- s) Estructura tarifaria: diversos componentes o segmentos establecidos en la tarifa, para la determinación de los precios o cargos respectivos, con el fin de lograr la recuperación de los costos de la actividad. Por ejemplo, lineal o no lineal, bloques o partes; subsidio de un sector por otro; tarifa en hora pico y tarifa valle.
- t) Excedentes: energía eléctrica generada a partir de fuentes de energía renovables e inyectada a la red eléctrica de distribución, una vez que el generador distribuido ha satisfecho su propia demanda.²⁰
- u) Factor de carga implícito: factor de carga que debería tener un cliente para pagar el mismo monto con la tarifa monómica y binómica. Para calcular este valor se toma como referencia el punto de corte actual de 3.000 kWh que se aplica en varias tarifas o el que le sustituya.
- v) Facturación binómica: servicios en los que se factura en función de la energía y la potencia medida.
- w) Facturación monómica: servicios en los que se factura en función de la energía medida.
- x) Fuentes de energía renovables: fuentes de energía que están sujetas a un proceso de reposición natural y que están disponibles en el medio ambiente inmediato, tales como: la energía del sol, el viento, la biomasa, el agua, las mareas y olas, y los gradientes de calor natural.²¹

¹⁹ Kikut, A. C., & Ocampo, A. N. (2005). AJUSTE ESTACIONAL DE SERIES ECONÓMICAS CON TRAMO/SEATS Y CENSUS X12-ARIMA. San José, Costa Rica: BCCR, pág 2.

²⁰ Ley N° 10086, Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables, Artículo 2, inciso f).

²¹ Ley N° 10086, Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables, Artículo 2 inciso g).

- y) Generación distribuida para autoconsumo: conjunto de tecnologías o equipos necesarios para la generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables utilizados por el generador distribuido.²²
- z) Generador distribuido: persona física o jurídica que posea y opere un sistema de generación distribuida para autoconsumo a pequeña escala, a partir de fuentes de energía renovables, en la modalidad de operación con entrega de excedentes a la red, operación sin entrega de excedentes a la red y operación en isla.²³
- aa) Imputación: asignar un valor a una variable específica en donde falta el dato.²⁴
- bb) kWh equivalente: unidad de medida de la energía, que resulta equivalente en función de la necesidad que satisface, independientemente de la fuente que lo genera.
- cc) Medición neta completa: alternativa para que los abonados generen electricidad mediante fuentes renovables con el propósito de satisfacer sus necesidades, funcionando en paralelo con la red de distribución eléctrica, bajo el concepto de venta de excedentes de energía.²⁵
- dd) Medición neta sencilla: alternativa para que los abonados generen electricidad mediante fuentes renovables con el propósito de satisfacer sus necesidades, funcionando en paralelo con la red de distribución eléctrica, bajo el concepto de depósito y devolución de energía.²⁶
- ee) Participantes del SEN: participantes de la industria eléctrica, sean estos: empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras, abonados o usuarios de alta tensión.²⁷

²² Ley N° 10086, Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables, Artículo 2 inciso h).

²³ Ley N° 10086, Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables, Artículo 2 inciso i).

²⁴ OECD Glossary of Statistical Terms, 2008.

²⁵ Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional.”(AR-NT-POASEN), Artículo 124. Inciso b).

²⁶ Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional.”(AR-NT-POASEN), Artículo 124. Inciso a).

²⁷ Ley N° 10086, Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables, Artículo 2, inciso o).

- ff) PDER: toda persona física o jurídica que posee u opere un DER.²⁸
- gg) Periodo horario: rango de horas durante los cuales está vigente una tarifa para su facturación; por ejemplo, actualmente en el servicio eléctrico se contemplan los períodos punta, valle y nocturno.
- hh) Potencia implícita: es la cantidad de kW que, con base en la estructura tarifaria desarrollada, permite que el pago monómico, sea equivalente a un pago binómico calculando la potencia por medio de un factor de carga implícito que varía proporcionalmente a la energía comprada a la empresa distribuidora, es decir, es la potencia equivalente al pago binómico por concepto de potencia que se cubre de modo implícito al momento de aplicar una tarifa monómica.
- ii) Precio: suma de dinero que se da o se recibe a cambio de un bien o un servicio.²⁹
- jj) Recursos energéticos distribuidos (DER): son tecnologías de generación y almacenamiento conectadas directamente a la red de distribución, capaces de exportar potencia eléctrica activa. A los Efectos de la ley No. 10086 se entienden como DER: (a) los sistemas de generación distribuida para autoconsumo; (b) los sistemas de almacenamiento de energía y (c) los vehículos eléctricos, incluyendo los sistemas de interconexión o suplementarios necesarios para cumplir con los requerimientos de la red y su gestión de la demanda.³⁰
- kk) Requerimiento de capacidad: proporción de la capacidad de la infraestructura eléctrica de una empresa que un usuario requiere para poder satisfacer su demanda de potencia en cada momento que lo requiera.
- ll) SEN: Sistema Eléctrico Nacional, es el sistema de potencia compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas de generación, la red de transmisión, las redes de distribución, los sistemas de almacenamiento y las cargas eléctricas de los usuarios.³¹

²⁸ Decreto Ejecutivo N° 43879-MINAE, Reglamento a la Ley de promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables, Artículo 5.

²⁹ Reglamento a la Ley Reguladora de los Servicios Públicos, N° 7593, Artículo 1, inciso q)

³⁰ Ley N° 10086, Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables, Artículo 2, inciso p).

³¹ Ley N° 10086, Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables, Artículo 2, inciso q).

- mm) Servicios de interés general: servicios o actividades económicas accesorias o complementarias vinculados al servicio público de suministro de energía en todas sus etapas, para satisfacer necesidades de interés general sujeta a obligaciones específicas de servicio público técnico, financiero y contable.³²
- nn) Tarifa: lista o catálogo de precios que deben pagarse por la prestación de un servicio.³³
- oo) Tarifa de acceso: monto máximo que la empresa distribuidora de energía eléctrica puede cobrar al generador distribuido por concepto de acceso, de acuerdo con su consumo natural por kWh.
- pp) TDER: tarifa que las empresas eléctricas distribuidoras cobrarán mensualmente a los propietarios de los recursos energéticos distribuidos (PDER) por cada kW de capacidad instalada, por concepto de costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN y que no hayan sido cubiertos por ninguna de las tarifas o cargos de interconexión, acceso y compra-venta de excedentes.

CAPÍTULO 1: MÉTODO DE CÁLCULO PARA LA FIJACIÓN DE LOS CARGOS DE INTERCONEXIÓN A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN APLICABLE A LOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS

1. Objetivos y alcance

1.1. Objetivos

Los principales objetivos son:

- a) Establecer un método de cálculo para la fijación de los cargos de interconexión acorde a la teoría del diseño de tarifas, que permita una adecuada asignación de costos en función de los requerimientos del servicio interconexión a las redes de distribución de electricidad aplicable a los recursos energéticos distribuidos: (a) los sistemas de generación

³² Ley N° 10086, Promoción y regulación de recursos energéticos distribuidos a partir de fuentes renovables, Artículo 2, inciso s).

³³ Reglamento a la Ley Reguladora de los Servicios Públicos, N° 7593, Artículo 1, inciso s).

- distribuida para autoconsumo, de acuerdo con lo definido por Ley N°10086; (b) los sistemas de almacenamiento de energía; (c) cualquier otro DER o interesado que requiera interconectarse a la red de distribución.
- b) Transparentar y estandarizar el método de cálculo y los criterios técnicos que deben utilizarse para establecer los cargos de interconexión.
 - c) Garantizar la no creación de subsidios cruzados, al incluir únicamente los costos incurridos según los requerimientos de interconexión de los recursos energéticos distribuidos que se integren al SEN.
 - d) Definir las etapas asociadas a los cobros de interconexión que realizará la empresa distribuidora de energía eléctrica a los DER, a saber: Etapa 1: Solicitud de la interconexión, Etapa 2: Estudios de ingeniería e inspección inicial, Etapa 3: Inspección final y puesta en marcha, Etapa 4: Reinspección (en caso de que la etapa 3 resulte infructuosa,)
 - e) Establecer con este método de cálculo las señales de precios para cada empresa distribuidora por concepto de cargos de interconexión en cada una de las etapas descritas.

1.2. Alcance

- a) El método de cálculo para la fijación de los cargos de interconexión es definido para los siguientes DER: (a) los sistemas de generación distribuida para autoconsumo (b) los sistemas de almacenamiento de energía; (c) cualquier otro DER o interesado que requiera interconectarse a la red de distribución, de acuerdo con lo definido por Ley N°10086.
- b) Este método de cálculo afecta los pliegos tarifarios de todas las empresas distribuidoras y constituye un procedimiento asociado a las fijaciones tarifarias ordinarias de conformidad con el artículo 30 de la Ley N° 7593.
- c) El método de cálculo de interconexión será parte de las fijaciones tarifarias que se realizan a todas las empresas distribuidoras y deberá consignarse en un pliego tarifario complementario.

2. Modelo de cálculo

2.1. Fórmula general del método de cálculo

Para efectos de establecer los cargos de interconexión con la red de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos: (a) los sistemas de generación distribuida para autoconsumo, de acuerdo con lo definido por Ley N°10086; (b) los sistemas de almacenamiento de energía; c) cualquier otro DER o interesado que

requiera interconectarse a la red de distribución, se contemplarán los costos asociados a recurso humano, tecnológico y transporte, para cada una de las siguientes etapas:

- Etapa 1: Solicitud de interconexión (variable $CSIn_{t+1,e}$).
- Etapa 2: Estudios de ingeniería e inspección inicial (variable $CEI_{t+1,e}$).
- Etapa 3: Inspección final y puesta en marcha (variable $CIFP_{t+1,e}$).
- Etapa 4: Reinspección en caso de la etapa 3 resulte infructuosa- (variable $CRI_{t+1,e}$).

De esta manera, si se llegan a cumplir las condiciones de los cargos asociados a las cuatro etapas posibles, el cargo total de interconexión en colones para el interesado en interconectar un DER a la red de distribución para autoconsumo, se obtiene de la siguiente manera:

$$Cint_{t+1,e} = CSIn_{t+1,e} + CEI_{t+1,e} + CIFP_{t+1,e} + CRI_{t+1,e} \quad \text{(Fórmula 1.0)}$$

Donde:

$Cint_{t+1,e}$	=	Cargo total de interconexión en colones durante el periodo t+1 para la empresa e.
$CSIn_{t+1,e}$	=	Cargo final de solicitud de interconexión a pagar por parte del solicitante para dar trámite a la solicitud inicial de interconexión a la red de distribución, en colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
$CEI_{t+1,e}$	=	Cargo final del estudio de ingeniería e inspección inicial a pagar por parte del solicitante, en colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
$CIFP_{t+1,e}$	=	Cargo final de la inspección final y puesta en marcha de la interconexión a pagar por el solicitante, en colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
$CRI_{t+1,e}$	=	Cargo final de la reinspección a pagar por el solicitante en caso de ser requerida, debido a que la etapa 3 resulte infructuosa, en colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
t + 1	=	Periodo en el que estará vigente el cargo.
e	=	Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

Los cargos de cada etapa (variables $CSIn_{t+1,e}$, $CEI_{t+1,e}$, $CIFP_{t+1,e}$ y $CRI_{t+1,e}$) corresponden a cargos máximos (o tope) que podrá cobrar la empresa eléctrica respectiva. El cobro de los cargos descritos en la fórmula 1.0 se consideran de forma individual. Para todas las etapas listadas, estos cargos se aprobarán para todas las empresas distribuidoras del país.

El costo para cada una de las etapas se determinará de acuerdo con las siguientes fórmulas:

2.1.1. Etapa 1: Solicitud de interconexión

$$CSIn_{t+1,e} = \min(SIn_{t+1,e}, SIn_{t+1,prom}) \quad (\text{Fórmula 1.1})$$

$CSIn_{t+1,e}$	=	Cargo final de solicitud de interconexión a pagar por parte del solicitante para dar trámite a la solicitud inicial de interconexión a la red de distribución, en colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
$Sin_{t+1,e}$	=	Cargo de solicitud de interconexión de la empresa e, corresponde al costo del recurso humano y tecnológico requerido para dar trámite a la solicitud inicial de interconexión a la red de distribución, en colones durante el periodo t+1, de la empresa e.
$Sin_{t+1,prom}$	=	Cargo promedio de la solicitud de interconexión. Calculado como el promedio simple de los cargos de solicitud de interconexión ($Sin_{t+1,e}$) de las empresas distribuidoras para el periodo t+1.
t + 1	=	Periodo en el que estará vigente el cargo.
e	=	Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

2.1.2. Etapa 2: Estudios de ingeniería e inspección inicial

$$CEI_{t+1,e} = \min(EI_{t+1,e}, EI_{t+1,prom}) \quad (\text{Fórmula 1.2})$$

$CEI_{t+1,e}$	=	Cargo final del estudio de ingeniería e inspección inicial a pagar por parte del solicitante, en colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
$EI_{t+1,e}$	=	Cargo de estudios de ingeniería e inspección inicial de la empresa e, corresponde al costo del recurso humano, tecnológico y transporte para realizar los estudios de ingeniería que permitan determinar la viabilidad técnica del

		punto de interconexión e inspección inicial en colones durante el periodo t+1, de la empresa e.
$EI_{t+1,prom}$	=	Cargo promedio de estudios de ingeniería e inspección inicial de las empresas distribuidoras. Calculado como el promedio simple de los cargos de estudios de ingeniería e inspección inicial de las empresas distribuidoras para el periodo t+1.
t + 1	=	Periodo en el que estará vigente el cargo.
e	=	Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

2.1.3. Etapa 3: Inspección final y puesta en marcha

$$CIFP_{t+1,e} = \min(IFP_{t+1,e}, IFP_{t+1,prom}) \quad (\text{Fórmula 1.3})$$

$CIFP_{t+1,e}$	=	Cargo final de la inspección final y puesta en marcha de la interconexión a pagar por el solicitante, en colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
$IFP_{t+1,e}$	=	Cargo de la inspección final y puesta en marcha de la interconexión, corresponde al costo del recurso humano, tecnológico y transporte para realizar la inspección final y puesta en servicio de la interconexión, durante el periodo t+1.
$IFP_{t+1,prom}$	=	Cargo promedio de la inspección final y puesta en marcha de la interconexión de las empresas distribuidoras. Calculado como el promedio simple de los cargos de inspección final y puesta en marcha de las empresas distribuidoras para el periodo t+1.
t + 1	=	Periodo en el que estará vigente el cargo.
e	=	Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

2.1.4. Etapa 4: Reinspección (en caso de que la etapa 3 resulte infructuosa)

$$CRI_{t+1,e} = \min(RI_{t+1,e}, RI_{t+1,prom}) \quad (\text{Fórmula 1.4})$$

$CRI_{t+1,e}$	=	Cargo final de la reinspección a pagar por el solicitante en caso de ser requerida, en colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
---------------	---	--

$RI_{t+1,e}$	=	Cargo de la reinspección en caso de ser requerida, corresponde al costo del recurso humano, tecnológico y transporte para realizar una reinspección en colones, durante el periodo t+1 para la empresa e.
$RI_{t+1,prom}$	=	Cargo promedio de la reinspección, corresponde en caso de que la etapa 3 resulte infructuosa. Calculado como el promedio simple de los cargos de reinspección de las empresas distribuidoras para el periodo t+1.
t + 1	=	Periodo en el que estará vigente el cargo.
e	=	Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

2.1.5. Costo por etapa

Para cada una de las empresas distribuidoras (variable e) el costo total promedio de cada una de las etapas i (i=solicitud de interconexión; estudio de ingeniería e inspección inicial; inspección final y puesta en marcha; y reinspección) se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\begin{aligned}
 \mathbf{CTP}_{i,t+1,e} = & \mathbf{SAS}_{i,t+1,e} + \mathbf{MSU}_{i,t+1,e} + \mathbf{DEP}_{i,t+1,e} + \mathbf{TRA}_{i,t+1,e} \\
 & + \mathbf{VIA}_{i,t+1,e} + \mathbf{CON}_{i,t+1,e} + \mathbf{IND}_{i,t+1,e} \\
 & + \mathbf{OTR}_{i,t+1,e}
 \end{aligned}
 \quad \text{(Fórmula 1.5)}$$

Donde:

$CTP_{i,t+1,e}$	=	Costo total promedio asociado a la respectiva etapa de la interconexión (variable i). En colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
$SAS_{i,t+1,e}$	=	Costo promedio de salarios y cargas sociales promedios asociados a la respectiva etapa de la interconexión. En colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
$MSU_{i,t+1,e}$	=	Costo promedio en materiales y suministros asociados a la respectiva etapa de la interconexión. En colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
$DEP_{i,t+1,e}$	=	Costo promedio por depreciación de los activos asociados a la respectiva etapa de la interconexión. En colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.

$TRA_{i,t+1,e}$	=	Costo promedio del transporte asociado a la respectiva etapa de la interconexión. En colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
$VIA_{i,t+1,e}$	=	Costo promedio de los viáticos asociados a la respectiva etapa de la interconexión. En colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
$CON_{i,t+1,e}$	=	Costo promedio de los contratos con terceros asociados a la respectiva etapa de la interconexión. En colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
$IND_{i,t+1,e}$	=	Costos indirectos promedio. Se trata de los costos asignados a la respectiva actividad de interconexión por parte de los otros centros de costos o servicios. En colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
$OTR_{i,t+1,e}$	=	Otros costos asociados a la respectiva etapa de la interconexión que no estén contemplados en los rubros anteriores, debidamente justificados por la empresa y avalados por la ARESEP. En colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
i	=	Cada una de las 4 etapas de la interconexión: 1= solicitud de interconexión; 2= estudio de ingeniería e inspección inicial; 3= inspección final y puesta en marcha; y 4= reinspección
t + 1	=	Periodo en el que estará vigente el cargo.
e	=	Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

Cuando no corresponda alguno de los rubros de costos en alguna de las etapas de cargos de interconexión o cuando dos o más de estos rubros de costos estén mezclados entre sí, deberá indicarse en los cálculos correspondientes, con la debida justificación.

2.2. Componentes de cálculo tarifario

Los diferentes costos serán calculados siguiendo los criterios y lineamientos contables y regulatorios que defina la IE en la Contabilidad Regulatoria vigente.

En cada componente de costo se incluirán solo aquellos rubros de costo que sean estrictamente necesarios para prestar el servicio de interconexión y que no sean desproporcionados o excesivos en relación con los gastos normales de

actividades equivalentes, eliminando los costos expresamente indicados en el artículo 32 de la Ley N° 7593 y siguiendo el principio establecido en el inciso b del artículo 3 de esta misma Ley, en el sentido de que se contemplen “únicamente los costos necesarios para prestar el servicio”.

Para el cálculo de cada variable se requiere que se presente el respectivo registro de costos, el detalle de las cargas sociales, el kilometraje y tiempos de los recursos requeridos (personal técnico-administrativo, equipo informático, transporte, contratos, entre otros) para cada etapa, el detalle del equipo informático o tecnológico requerido y demás detalle de costos, lo anterior, de acuerdo con los formatos que defina la IE o área encargada de fijar los cargos de interconexión.

Los costos de cada rubro serán estimados para el respectivo periodo siguiendo los criterios de proyección establecidos en la sección 3.1 de la “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas de electrificación rural”, aprobada mediante la resolución RJD-139-2015 del 27 de julio de 2015 o la que la sustituya.

Es importante señalar que el costo del sistema de medición de generación queda excluido de esta herramienta metodológica, siendo que debe ser provisto por el abonado y en el mercado existen diferentes opciones y precios de equipamiento para esta solución. Lo anterior de acuerdo con la normativa vigente.

La empresa distribuidora debe determinar los costos de adecuaciones de red de acuerdo con la normativa vigente. Dichos costos no se contemplan en este método de cálculo.

Los cargos en colones de la solicitud de interconexión (etapa 1), cargos de estudios de ingeniería e inspección inicial (etapa 2), cargo de la inspección final y puesta en marcha de la interconexión (etapa 3) y reinspección (etapa 4) en caso de que la etapa 3 resulte infructuosa, se determinarán a través de las fórmulas 1.1 a 1.4, empleando las operaciones de mínimo y promedio simple o media aritmética, con base en la información que debe aportar cada una de las empresas distribuidoras.

2.3. Suministro de información

Para obtener esta información, la IE o el área interna de ARESEP encargada de fijar las tarifas sobre la base de este método de cálculo deberá solicitar información a cada empresa, de acuerdo con la normativa vigente, según los formatos y plazos de entrega que ésta determine.

Será responsabilidad de la IE o el área interna de ARESEP encargada de fijar las tarifas sobre la base de este método de cálculo (realizar la revisión y valoración de los detalles, memorias de cálculo, tiempos y costos facilitados por la empresa para determinar la razonabilidad de cada rubro de costos, para ser utilizados en el cálculo del cargo máximo de interconexión de la industria.

3. Aplicación del método de cálculo

3.1. Aplicación general y ajustes

Este método aplica para la fijación de tarifas ordinaria de oficio o a solicitud de parte, de conformidad con el artículo 30 de la Ley N° 7593. Después de la fijación inicial, la actualización de las tarifas se realizará de oficio una vez cada año dentro del primer semestre del respectivo año, iniciando el procedimiento de fijación tarifaria con la solicitud de información a las empresas distribuidoras por parte de la IE. Para el caso de una solicitud tarifaria a solicitud de parte, el solicitante actualizará su información y la información respecto de los demás operadores corresponderá a la información más reciente que esté disponible en la última fijación de esta tarifa, la cual al ser una fijación tarifaria de mercado se actualizará únicamente una vez al año.

Con ese fin, se revisarán y cuando corresponda, se actualizarán todos los costos definidos en el cálculo de estos cargos, de acuerdo con el procedimiento descrito en este método de cálculo.

Podrán realizarse fijaciones extraordinarias de dichos cargos, cuando hayan variaciones importantes en el entorno económico, a juicio de la IE.

Aplica a los propietarios de recursos energéticos distribuidos que requieran interconectarse a las redes de distribución de las empresas distribuidoras de energía eléctrica y será un cobro único para cada una de las etapas definidas en este método de cálculo.

Para la tarifa de interconexión a las redes de distribución se reconocerá tarifariamente, como máximo, el valor del promedio simple de los cargos de solicitud entre las empresas distribuidoras (fórmulas 1.1 a 1.4), en consecuencia, si para un operador particular sus costos propios son mayores a dicho promedio, el diferencial sobre el promedio valor queda excluido del reconocimiento tarifario.

3.2. Aplicación por primera vez

Para la primera aplicación, la Intendencia de Energía tendrá un plazo de 10 días naturales para la elaboración y socialización de los formularios de información requerida y las empresas distribuidoras contarán con 15 días hábiles para la

remisión de la información solicitada por la Intendencia de Energía; de tal forma que se plantea un plazo máximo conjunto de aproximadamente 30 días naturales a partir de la aprobación y publicación de la presente metodología en el diario oficial La Gaceta, para que las empresas distribuidoras envíen la información solicitada por la Intendencia de Energía, con el fin de aplicar el método de cálculo para los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos.

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

La IE o el área interna de ARESEP encargada de fijar las tarifas con base en esta metodología solicitará mediante formularios a las empresas distribuidoras la información de los costos anuales correspondientes a cada una de las etapas.

Para los efectos que se requiera, se utilizará la información del último estudio tarifario (estructura de costos) aprobado para cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

3.3. Imputación de datos

En caso de que existan valores ignorados, es decir, que se desconozcan, se encuentren de forma agregada o representan cantidades que no se pueden observar, estos se imputarán³⁴, con la finalidad de asegurar la existencia de montos para todas las etapas y empresas

La IE o el área interna de ARESEP encargada de fijar las tarifas con base en esta metodología imputará dichos datos en el orden de las etapas, es decir, si existen valores faltantes en varias etapas el primer dato a imputar es el de la etapa más temprana.

Esta imputación se calcula de la siguiente forma: para las empresas que sí cuentan con el valor de la etapa respectiva se estima la proporción de este con respecto al monto total y se calcula un promedio simple entre las proporciones existentes, dicha proporción se empleará para estimar el valor faltante; asimismo, esta imputación puede ser de acuerdo con otro criterio apegado a la ciencia y a la técnica.

³⁴ Imputación: Asignar un valor a una variable específica en donde falta el dato (OCDE, 2008).

4. Listado de fórmulas y variables

4.1. Listado de fórmulas

Fórmula No.	Descripción	Detalle de la fórmula
1.0	Carga total de interconexión en colones durante el periodo t+1 para la empresa e.	$CInt_{t+1,e} = CSIn_{t+1,e} + CEI_{t+1,e} + CIFP_{t+1,e} + CRI_{t+1,e}$
1.1	Carga final de solicitud de interconexión a pagar por parte del solicitante para dar trámite a la solicitud inicial de interconexión a la red de distribución, en colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.	$CSIn_{t+1,e} = \min(SIn_{t+1,e}, SIn_{t+1,prom})$
1.2	Carga final del estudio de ingeniería e inspección inicial a pagar por parte del solicitante, en colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.	$CEI_{t+1,e} = \min(EI_{t+1,e}, EI_{t+1,prom})$
1.3	Carga final de la inspección final y puesta en marcha de la interconexión a pagar por el solicitante, en colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.	$CIFP_{t+1,e} = \min(IFP_{t+1,e}, IFP_{t+1,prom})$
1.4	Carga final de la Reinspección a pagar por el solicitante en caso de ser requerida, en colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.	$CRI_{t+1,e} = \min(RI_{t+1,e}, RI_{t+1,prom})$

Fórmula No.	Descripción	Detalle de la fórmula
1.5	Costo total promedio asociado a la respectiva etapa de la interconexión (variable i). En colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.	$CTP_{i,t+1,e} = SAS_{i,t+1,e} + MSU_{i,t+1,e} + DEP_{i,t+1,e} + TRA_{i,t+1,e} + VIA_{i,t+1,e} + CON_{i,t+1,e} + IND_{i,t+1,e} + OTR_{i,t+1,e}$

4.2. Listado de variables y subíndices

Variable	Definición
$CEI_{t+1,e}$	Cargo final del estudio de ingeniería e inspección inicial a pagar por parte del solicitante, en colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
$CIFP_{t+1,e}$	Cargo final de la inspección final y puesta en marcha de la interconexión a pagar por el solicitante, en colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
$Cint_{t+1,e}$	Cargo total de interconexión en colones durante el periodo t+1 para la empresa e.
$CON_{i,t+1,e}$	Costo promedio de los contratos con terceros asociados a la respectiva etapa de la interconexión. En colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
$CRI_{t+1,e}$	Cargo final de la reinspección a pagar por el solicitante en caso de ser requerida, debido a que la etapa 3 resulte infructuosa, en colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
$CSIn_{t+1,e}$	Cargo final de solicitud de interconexión a pagar por parte del solicitante para dar trámite a la solicitud inicial de interconexión a la red de distribución, en colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
$CTP_{i,t+1,e}$	Costo total promedio asociado a la respectiva etapa de la interconexión (variable i). En colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
$DEP_{i,t+1,e}$	Costo promedio por depreciación de los activos asociados a la respectiva etapa de la interconexión. En colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
$EI_{t+1,e}$	Cargo de estudios de ingeniería e inspección inicial de la empresa e, corresponde al costo del recurso humano, tecnológico y transporte para realizar los estudios de ingeniería que permitan determinar la viabilidad técnica del punto de interconexión e

Variable	Definición
	inspección inicial en colones durante el periodo t+1, de la empresa e.
$EI_{t+1,prom}$	Cargo promedio de estudios de ingeniería e inspección inicial de las empresas distribuidoras. Calculado como el promedio simple de los cargos de estudios de ingeniería e inspección inicial de las empresas distribuidoras para el periodo t+1.
$IFP_{t+1,e}$	Cargo de la inspección final y puesta en marcha de la interconexión, corresponde al costo del recurso humano, tecnológico y transporte para realizar la inspección final y puesta en servicio de la interconexión, durante el periodo t+1.
$IFP_{t+1,prom}$	Cargo promedio de la inspección final y puesta en marcha de la interconexión de las empresas distribuidoras. Calculado como el promedio simple de los cargos de inspección final y puesta en marcha de las empresas distribuidoras para el periodo t+1.
$IND_{i,t+1,e}$	Costos indirectos promedio. Se trata de los costos asignados a la respectiva actividad de interconexión por parte de los otros centros de costos o servicios. En colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
$MSU_{i,t+1,e}$	Costo promedio en materiales y suministros asociados a la respectiva etapa de la interconexión. En colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
$OTR_{i,t+1,e}$	Otros costos asociados a la respectiva etapa de la interconexión que no estén contemplados en los rubros anteriores, debidamente justificados por la empresa y avalados por la ARESEP. En colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
$RI_{t+1,e}$	Cargo de la reinspección en caso de ser requerida, corresponde al costo del recurso humano, tecnológico y transporte para realizar una reinspección en colones, durante el periodo t+1 para la empresa e.
$RI_{t+1,prom}$	Cargo promedio de la reinspección, corresponde en caso de que la etapa 3 resulte infructuosa. Calculado como el promedio simple de los cargos de reinspección de las empresas distribuidoras para el periodo t+1.
$SAS_{i,t+1,e}$	Costo promedio de salarios y cargas sociales promedios asociados a la respectiva etapa de la interconexión. En colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
$Sin_{t+1,e}$	Cargo de solicitud de interconexión de la empresa e, corresponde al costo del recurso humano y tecnológico requerido para dar trámite a la solicitud inicial de interconexión a la red de distribución, en colones durante el periodo t+1, de la empresa e.

Variable	Definición
$Sin_{t+1,prom}$	Cargo promedio de la solicitud de interconexión. Calculado como el promedio simple de los cargos de solicitud de interconexión ($Sin_{t,e}$) de las empresas distribuidoras para el periodo t+1.
$TRA_{i,t+1,e}$	Costo promedio del transporte asociado a la respectiva etapa de la interconexión. En colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
$VIA_{i,t+1,e}$	Costo promedio de los viáticos asociados a la respectiva etapa de la interconexión. En colones durante el periodo t+1 y para la empresa e.
e	Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.
i	Cada una de las 4 etapas de la interconexión: 1= solicitud de interconexión; 2= estudio de ingeniería e inspección inicial; 3= inspección final y puesta en marcha; y 4= reinspección
t + 1	Periodo en el que estará vigente el cargo.

CAPÍTULO 2: MÉTODO DE CÁLCULO PARA LA FIJACIÓN DE LA TARIFA DE ACCESO A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN POR PARTE DEL GENERADOR DISTRIBUIDO

1. Objetivos y alcance

1.1. Objetivos

Los principales objetivos son:

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

1.2. Alcance

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

2. Modelo de cálculo

En las siguientes secciones se define el procedimiento de cálculo para determinar la tarifa de acceso a partir de la información obtenida de la muestra de datos de los generadores distribuidos en la zona de concesión de cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

2.1. Fórmula general del método de cálculo

Para calcular la tarifa de acceso máxima, es fundamental obtener una muestra de servicios que cuenten con generación distribuida, con el fin de aproximar el requerimiento de capacidad promedio mensual de este tipo de servicios, a partir de

la determinación de la demanda máxima³⁵. Esta potencia será multiplicada por el precio respectivo según la categoría tarifaria, a fin de determinar cuál es el aporte esperado de dichos servicios y se contrastará contra el aporte que realizan los generadores distribuidos, a partir de la potencia implícita tal y como se mostrará en secciones siguientes.

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

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

$$TA_{t+1} = \frac{ARC_{t+1} - API_{t+1}}{CNP_{t+1} * N_{t+1}} \quad \text{(Fórmula 2.1)}$$

Donde:

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

³⁵ La determinación de la demanda máxima se deberá obtener del medidor bidireccional o el que le sustituya, y siguiendo la definición existente en la normativa, en caso de que se realice alguna modificación (como por ejemplo el uso de potencia contratada), en la recolección de los datos, se deberá realizar la modificación para adecuarse a la normativa vigente.

N_{t+1} = Cantidad media de servicios con generación distribuida esperada por mes, en el periodo “t+1”.

t + 1 = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.

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

2.2. Componentes de cálculo tarifario

Para la determinación de la tarifa indicada en la fórmula 2.1, se requieren las variables ARC_{t+1} , API_{t+1} , CNP_{t+1} y N_{t+1} las cuales se estiman de la siguiente forma:

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

Dado que el consumo natural mensual promedio por el servicio de generación distribuida estimado para el periodo “t+1” (CNP_{t+1}) y la cantidad media de servicios con generación distribuida esperada por mes, en el periodo “t+1” (N_{t+1}) son estimadas para el periodo “t+1”, se deberán proyectar mediante técnicas estadísticas o econométricas. Las estimaciones se basan en datos históricos mensuales de los últimos 10 años o la serie histórica para la que se encuentren datos disponibles. Dado que la determinación de esta tarifa se deberá desarrollar en conjunto con los estudios ordinarios de las distintas empresas, es necesario proyectar un periodo igual al que estará vigente el ajuste tarifario ordinario que esté en trámite.

Al revisar la serie histórica indicada en el párrafo anterior, se debe realizar un análisis integral de los datos para determinar si existen cambios estructurales o coyunturales que puedan estar afectando la capacidad inferencial de la estimación a realizar. Con base en este análisis, se deberá definir con claridad el periodo definitivo por utilizar, y las justificaciones respectivas que respaldan la decisión tomada.

Para las estimaciones se utilizará un programa o software estadístico especializado en el análisis y proyección de series de tiempo. Las proyecciones resultantes deben justificarse y cumplir con los criterios estadísticos y econométricos que se establecen sobre la base de la ciencia, la técnica y la lógica; tal y como lo establece la Ley General de la Administración Pública.

El consumo natural, representa toda la energía consumida por el generador distribuido independientemente del origen de esta, se calcula como la energía generada (indicada en el medidor de generación) menos la energía inyectada (indicada en el medidor bidireccional), más la energía total retirada (indicada en el medidor bidireccional) tal y como se muestra a continuación:

$$\mathbf{CN_{i,t} = EG_{i,t} - EI_{i,t} + ETR_{i,t}} \quad \mathbf{(Fórmula 2.2)}$$

Donde:

- $CN_{i,t}$ = Es el consumo natural del generador distribuido i en kWh en el periodo t.
- $EG_{i,t}$ = Es la cantidad de energía generada en kWh por el generador distribuido i en el periodo t, indicada en el medidor de generación.
- $EI_{i,t}$ = Es la cantidad de energía inyectada en la red en kWh por el generador distribuido i en el periodo t, indicada en el medidor bidireccional.
- $ETR_{i,t}$ = Es la cantidad total de energía retirada de la red por el generador distribuido i en kWh en el periodo t, indicada en el medidor bidireccional.
- t = Periodo base de análisis considerando en el estudio de fijación tarifaria

En función de lo anterior, el consumo natural mensual promedio por servicio para el periodo “t” se determina como la suma del consumo natural de todos los servicios con generación distribuida para el periodo respectivo (es decir la suma del consumo natural de todos los meses, para todos los servicios), dividido entre la cantidad de servicios reportados en todos los meses, tal y como se muestra a continuación:

$$\mathbf{CNP_t = \frac{\sum_{k=1}^f CNM_{k,t}}{\sum_{k=1}^f NM_{k,t}}} \quad \mathbf{(Fórmula 2.3)}$$

- CNP_t = Consumo natural mensual promedio para los servicios con generación distribuida para el periodo “t”. Este dato busca representar en promedio cuántos kWh de consumo natural por mes consumió un servicio con generación distribuida en el periodo “t”.

$CNM_{k,t}$ = Consumo natural mensual de todos los servicios con generación distribuida en el mes “k”. Este dato busca representar cuántos kWh de consumo natural se reportaron para el mes “k”, agregando todos los servicios reportados en dicho mes.

$NM_{k,t}$ = Cantidad total de servicios con generación distribuida, reportados en el mes “k”.

$\sum_{k=1}^f CNM_{k,t}$ = Representa la suma de todos los consumos naturales mensuales de todos los servicios con generación distribuida desde el mes 1 al último mes (f) en el periodo “t”.

$\sum_{k=1}^f NM_{k,t}$ = Representa la suma de todos los servicios con generación distribuida desde el mes 1 al último mes (f) en el periodo “t”.

t = Período base de análisis considerado en el estudio de fijación tarifaria.

k = Representa cada mes del periodo para el cual se realiza el cálculo, desde el mes 1 al mes “f”.

f = Representa el último mes del periodo para el cual se realiza el cálculo.

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

Para la determinación del aporte por requerimiento de capacidad de los clientes con generación distribuida estimados para el periodo tarifario “t+1”, se deben tomar los datos de la muestra de generadores distribuidos de conformidad con lo indicado en la sección: 2.2.5. Determinación de la muestra de servicios con generación distribuida, y se deberá tomar la información de la potencia máxima a partir de un

medidor bidireccional que logre recopilar esta información para el periodo respectivo, y esta se multiplicará por el precio de la potencia, del grupo tarifario correspondiente, tal y como se muestra a continuación:

$$ARC_{t+1} = \sum_{s=1}^m (PP_{s,t+1} * DMT_{s,t+1}) \quad \text{(Fórmula 2.4)}$$

Donde:

ARC_{t+1} = Aporte por requerimiento de capacidad demandado por los servicios con generación distribuida estimados para el periodo tarifario “t+1”, en colones.

$DMT_{s,t+1}$ = Suma de las demandas máximas (kW) de todos los servicios con generación distribuida estimados del grupo tarifario “s” en el periodo “t+1”.

$PP_{s,t+1}$ = Precio de la potencia del bloque tarifario binómico en colones por kW para el grupo tarifario “s” en el periodo “t+1”. Para las tarifas que poseen un bloque monómico y otro binómico, se tomará el valor de la tarifa de potencia en kW del bloque binómico. Para los casos en los cuales sólo se tienen bloques monómicos, se hará una aproximación tal y como se indica en la sección 2.2.4. Precio de la potencia para tarifas con bloques exclusivamente monómicos.

S = Índice de tarifa correspondiente a cada grupo tarifario (residencial, residencial horaria, comercios y servicios, industrial, promocional y preferencial, entre otras)³⁶

m = Cantidad total de tarifas, es decir la cantidad total de grupos tarifarios para la empresa.

t + 1 = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.

Como se observa, en la fórmula anterior, el precio de la potencia a utilizar será el precio de la potencia del bloque tarifario binómico que corresponda según el pliego tarifario, para el grupo tarifario “s”, así por ejemplo si el grupo es el industrial, entonces se toma el precio en colones por kW del bloque binómico para el periodo “t+1” de dicho grupo tarifario.

³⁶ Se refiere a los tipos de tarifa establecidos actualmente más cualquier otro que se llegue a aprobar.

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

$$DMT_{s,t+1} = \left(\frac{N_{s,t+1}}{n_s} \right) * \sum_{i=1}^{n_s} DM_i \quad \text{(Fórmula 2.5)}$$

Donde:

$DMT_{s,t+1}$ = Suma de las demandas máximas (kW) de todos los servicios con generación distribuida estimados del grupo tarifario “s”, en el periodo “t+1”.

$N_{s,t+1}$ = Cantidad media de servicios con generación distribuida esperada por mes, para el grupo tarifario “s” en el periodo “t+1”. Es decir, el promedio mensual de los clientes con generación distribuida esperados para el grupo tarifario “s” en el periodo “t+1”.

N_s = Tamaño de la muestra de servicios con generación distribuida para el grupo tarifario “s”.

DM_i = Demanda máxima para el servicio con generación distribuida “i” en kW, que forma parte de la muestra seleccionada del grupo tarifario “s”³⁷.

$\sum_{i=1}^{n_s} DM_i$ = Suma de las demandas máximas medidas de todos los servicios con generación distribuida que forman parte de la muestra seleccionada del grupo “s” en kW.

S = Índice de tarifa correspondiente a cada grupo tarifario (residencial, residencial horaria, comercios y servicios, industrial, promocional y preferencial, entre otras)³⁸

i = Índice que representa a cada generador distribuido.

t+1 = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.

³⁷ En caso de que se modifique la normativa para determinación de la demanda máxima, como por ejemplo el uso de potencia contratada, en la recolección de los datos, se deberá realizar la modificación para adecuarse a la normativa vigente.

³⁸ Se refiere a los tipos de tarifa establecidos actualmente más cualquier otro que se llegue a aprobar.

La cantidad media de servicios con generación distribuida esperada por mes, para el grupo tarifario “s” en el periodo “t+1” ($N_{s,t+1}$) se proyecta mediante técnicas estadísticas o econométricas. Las estimaciones se basan en datos históricos mensuales de los últimos 10 años o la serie histórica para la que se encuentren datos disponibles. Dado que la determinación de esta tarifa se deberá desarrollar en conjunto con los estudios ordinarios de las distintas empresas, se deberá proyectar un periodo igual al que estará vigente el ajuste tarifario ordinario que se encuentre en trámite.

Al revisar la serie histórica indicada en el párrafo anterior, se debe realizar un análisis integral de los datos para determinar si existen cambios estructurales o coyunturales que puedan estar afectando la capacidad inferencial de la estimación a realizar. Con base en este análisis, se deberá definir con claridad el periodo definitivo por utilizar, y las justificaciones respectivas que respaldan la decisión tomada. Para las estimaciones se utiliza un programa o software estadístico especializado en el análisis y proyección de series de tiempo. Las proyecciones resultantes deben justificarse y cumplir con los criterios estadísticos y econométricos que se establecen con base en la ciencia, técnica y lógica; tal y como lo establece la Ley General de la Administración Pública.

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

Para la determinación del aporte en colones por requerimiento de capacidad por parte de los servicios con generación distribuida estimados por pago de potencia implícita para el periodo tarifario “t+1” se deben tomar los datos de la muestra de generadores distribuidos de conformidad con lo indicado en la sección 2.2.5. Determinación de la muestra de servicios con generación distribuida, luego se debe estimar la potencia implícita en kW y multiplicar ese valor obtenido por el precio de la potencia en colones por kW, tal y como se muestra a continuación:

$$API_{t+1} = \sum_{s=1}^m (PP_{s,t+1} * PIT_{s,t+1}) \quad \text{(Fórmula 2.6)}$$

Donde:

- API_{t+1} = Aporte por requerimiento de capacidad por parte de los servicios con generación distribuida estimados por pago de potencia implícita para el periodo tarifario “t+1”, en colones.
- $PP_{s,t+1}$ = Precio de la potencia del bloque tarifario binómico en colones por kW para el grupo tarifario “s” en el periodo “t+1”. Para las tarifas que poseen un bloque monómico y otro binómico, se tomará el valor de la tarifa de potencia en colones por kW del bloque binómico. Para los casos en los cuales sólo se tienen bloques monómicos se hará una aproximación tal y como se indica en la sección, 2.2.4. Precio de la potencia para tarifas con bloques exclusivamente monómicos.
- $PIT_{s,t+1}$ = Potencia implícita de todos los servicios con generación distribuida estimados del grupo tarifario “s” en kW, en el periodo “t+1”.
- S = Índice de tarifa correspondiente a cada grupo tarifario (residencial, residencial horaria, comercios y servicios, industrial, promocional y preferencial, entre otras)³⁹
- t + 1 = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
- m = Cantidad total de tarifas, es decir la cantidad total de grupos tarifarios para la empresa.

Como se observa, en la fórmula anterior, el precio de la potencia a utilizar será el precio de la potencia del bloque tarifario binómico en colones por kW que corresponda según el pliego tarifario, para el grupo tarifario “s”, así por ejemplo si el grupo es el industrial, entonces se toma el precio en colones por kW del bloque binómico para el periodo “t+1” de dicho grupo tarifario.

La potencia implícita permite que el pago monómico, sea equivalente a un pago binómico calculando la potencia por medio de un factor de carga implícito que varía de modo proporcional a la energía comprada a la empresa distribuidora.

En función de lo anterior, la potencia implícita se estima empleando dicho factor de carga implícito tal y como se muestra a continuación:

³⁹ Se refiere a los tipos de tarifa establecidos actualmente más cualquier otro que se llegue a aprobar.

$$PIT_{s,t+1} = \frac{ECM_{s,t+1}}{FC_{s,t+1} * 30 * 24} \quad (\text{Fórmula 2.7})$$

Donde:

- $PIT_{s,t+1}$ = Potencia implícita de todos los servicios con generación distribuida estimados del grupo tarifario “s” en kW, en el periodo “t+1”.
- $ECM_{s,t+1}$ = Estimación del total de la energía comprada mensualmente por los clientes con generación distribuida estimados para el grupo tarifario “s” en kWh, en el periodo “t+1”.
- $FC_{s,t+1}$ = Factor de carga implícito que permite igualar el monto a pagar por el usuario con tarifa monómica, con el que pagaría si le cobraran tarifa binómica, es decir, es el factor de carga que debería tener un cliente para pagar el mismo monto con la tarifa monómica y con la binómica⁴⁰.
- S = Índice de tarifa correspondiente a cada grupo tarifario (residencial, residencial horaria, comercios y servicios, industrial, promocional y preferencial, entre otras)⁴¹
- t + 1 = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
- 30 = Constante que representa un ciclo comercial típico de 30 días en un mes de facturación.
- 24 = Constante que representa la cantidad de horas de un día.

Para la determinación del total de energía comprada mensualmente por los clientes con generación distribuida estimados para el grupo tarifario “s” en el periodo “t+1”, se toma el dato de la energía comprada por los clientes de la muestra seleccionada y se multiplica por el factor de expansión como se muestra a continuación:

$$ECM_{s,t+1} = \left(\frac{N_{s,t+1}}{n_s} \right) * \sum_{i=1}^{n_s} EC_i \quad (\text{Fórmula 2.8})$$

⁴⁰ Para calcular este valor se toma como referencia el punto de corte actual de 3.000 kWh o el que se determine en la tarifa correspondiente.

⁴¹ Se refiere a los tipos de tarifa establecidos actualmente más cualquier otro que se llegue a aprobar.

Donde:

$ECM_{s,t+1}$ = Estimación del total de la energía comprada mensualmente por los clientes con generación distribuida estimados para el grupo tarifario “s” en kWh en el periodo “t+1”.

$N_{s,t+1}$ = Cantidad media de servicios con generación distribuida esperada por mes, para el grupo tarifario “s” en el periodo “t+1”. Es decir, la cantidad promedio mensual de clientes con generación distribuida esperados para el grupo tarifario “s” en el periodo “t+1”.

N_s = Tamaño de la muestra de servicios con generación distribuida para el grupo tarifario “s”.

EC_i = Energía comprada mensualmente por el servicio de generación distribuida “i”, que forma parte de la muestra seleccionada del grupo tarifario “s”. La energía comprada es esa energía retirada por el servicio de generación distribuida y que paga las tarifas indicadas en el pliego respectivo para el grupo tarifario “s”.

$\sum_{i=1}^{n_s} EC$ = Suma de energía comprada de todos los servicios con generación distribuida que forman parte de la muestra seleccionada del grupo “s”.

s = Índice de tarifa correspondiente a cada grupo tarifario (residencial, residencial horaria, comercios y servicios, industrial, promocional y preferencial, entre otras)⁴²

i = Índice que representa a cada generador distribuido.

t+1 = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.

Por su parte, como se indicó anteriormente, el factor de carga implícito permite estimar una potencia equivalente con el pago binómico de la potencia implícita que se cubre al momento de aplicar una tarifa monómica, por lo anterior, es posible demostrar (Ver Anexo A) que el factor de carga implícito se puede calcular como sigue:

⁴² Se refiere a los tipos de tarifa establecidos actualmente más cualquier otro que se llegue a aprobar.

$$FC_{s,t+1} = \frac{PP_{s,t+1}}{30 * 24 * (PME_{s,t+1} - PBE_{s,t+1})} \quad (\text{Fórmula 2.9})$$

Donde:

$FC_{s,t+1}$ = Factor de carga implícito que permite igualar el monto a pagar por el usuario con tarifa monómica, con el que pagaría si le cobraran tarifa binómica, es decir, es el factor de carga que debería tener un cliente para pagar el mismo monto con la tarifa monómica y con la binómica⁴³.

$PP_{s,t+1}$ = Precio de la potencia del bloque tarifario binómico en colones por kW para el grupo tarifario “s” en el periodo “t+1”. Para las tarifas que poseen un bloque monómico y otro binómico, se tomará el valor de la tarifa de potencia en kW del bloque binómico. Para los casos en los cuales sólo se tienen bloques monómicos, se hará una aproximación tal y como se indica en la sección 2.2.4. Precio de la potencia para tarifas con bloques exclusivamente monómicos.

$PME_{s,t+1}$ = Precio de la energía del bloque tarifario monómico en colones por kWh para el grupo tarifario “s” en el periodo “t+1”. Para las tarifas que poseen un bloque monómico y otro binómico, se tomará el valor de la tarifa de energía en kWh del bloque monómico. Para los casos en los cuales sólo se tienen bloques monómicos, se hará una aproximación de un modo análogo a como se indica en la sección 2.2.4. Precio de la potencia para tarifas con bloques exclusivamente monómicos.

$PBE_{s,t+1}$ = Precio de la energía del bloque tarifario binómico en colones por kWh para el grupo tarifario “s” en el periodo “t+1”. Para las tarifas que poseen un bloque monómico y otro binómico, se tomará el valor de la tarifa de energía en colones por kWh del bloque binómico. Para los casos en los cuales sólo se tienen bloques monómicos, se hará una aproximación de un modo análogo a como se indica en la sección, 2.2.4. Precio

⁴³ Para calcular este valor se podría tomar como referencia el punto de corte actual de 3.000 kWh que se aplica en varias tarifas.

de la potencia para tarifas con bloques exclusivamente monómicos.

- S = Índice de tarifa correspondiente a cada grupo tarifario (residencial, residencial horaria, comercios y servicios, industrial, promocional y preferencial, entre otras)⁴⁴
- t + 1 = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.

2.2.4. Precio de la potencia para tarifas con bloques exclusivamente monómicos

Como se indicó en las secciones: 2.2.2. Determinación del aporte por requerimiento de capacidad demandado por los clientes de generación distribuida para el periodo tarifario “t+1” y 2.2.3. Determinación del aporte por requerimiento de capacidad por parte de los servicios con generación distribuida por pago de potencia implícita para el periodo tarifario “t+1”, para la determinación del precio de la potencia, se utilizará el precio de la potencia del grupo tarifario que corresponda, así por ejemplo para el grupo tarifario industrial, se tomará del pliego tarifario, la tarifa de potencia de los bloques binómicos de colones/kW.

Sin embargo, existen algunas tarifas que no poseen bloque binómico y por consiguiente no tienen un precio para la potencia en el pliego tarifario. De modo exclusivo para este tipo de tarifas, se establece un procedimiento diferenciado, en el cual se realiza una aproximación del precio de potencia que permita mantener la asignación proporcional a las tarifas vigentes, tal y como se muestra en la siguiente fórmula:

$$PPA_{s,t+1} = PPI_{t+1} * \left(\frac{PM_{s,t}}{PMB_t} \right) \quad \text{(Fórmula 2.10)}$$

Donde:

- $PPA_{s,t+1}$ = Precio de la potencia aproximado colones por kW para el periodo “t+1”, para los casos en los cuales sólo se tienen bloques monómicos.

⁴⁴ Se refiere a los tipos de tarifa establecidos actualmente más cualquier otro que se llegue a aprobar.

- PPI_{t+1} = Precio de la potencia del bloque tarifario binómico en colones por kW, para el periodo “t+1”, para la tarifa industrial y comercios y servicios⁴⁵.
- $PM_{s,t}$ = Precio medio de los últimos 12 meses en colones por kWh, para el grupo tarifario que no cuenta con tarifa de potencia, este precio medio se obtiene de dividir los ingresos totales del grupo tarifario “s”, entre la cantidad de energía vendida de este grupo tarifario (ver fórmula 11 de la metodología ordinaria de distribución)⁴⁶.
- PMB_t = Precio medio de la energía en los últimos 12 meses en colones por kWh, para la tarifa industrial y comercios y servicios⁴⁷, este precio medio se obtiene de dividir los ingresos totales de tarifa industrial y comercios y servicios, entre la cantidad de energía vendida en estos grupos tarifarios (ver fórmula 11 de la metodología ordinaria de distribución).
- S = Índice de tarifa correspondiente a cada grupo tarifario (residencial, residencial horaria, comercios y servicios, industrial, promocional y preferencial, entre otras)⁴⁸
- t+1 = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.
- t = Período base de análisis considerado en el estudio de fijación tarifaria.

De este modo, para las tarifas con bloques exclusivamente monómicos, en los cuáles se requiera el dato del precio de la potencia del bloque tarifario binómico en colones por kW ($PP_{s,t+1}$), se podrá emplear el valor obtenido de la fórmula anterior en dicha variable, de igual manera en el cálculo del factor de carga implícito

⁴⁵ En caso de que desaparezca la tarifa binómica industrial y comercios y servicios, o si el precio deja de ser igual para ambos grupos se procedería a realizar un promedio ponderado de las diferentes tarifas resultantes en función del consumo de potencia de cada grupo tarifario.

⁴⁶ Resolución RJD-139-2015 del 27 de julio de 2015, publicado en el Alcance Digital 63 a La Gaceta 154 del 10 de agosto del 2015.

⁴⁷ En caso de que desaparezca la tarifa binómica industrial y comercios y servicios, se emplearía los nuevos grupos tarifarios que los sustituyan.

⁴⁸ Se refiere a los tipos de tarifa establecidos actualmente más cualquier otro que se llegue a aprobar.

(fórmula 2.9), se podrá emplear un mecanismo homólogo al antes descrito para sustituir los precios de energía y potencia tanto para bloques monómicos como binómicos y de ese modo estimar el factor de carga⁴⁹.

El proceso anteriormente expuesto, se realiza por la necesidad de contar con un precio de la potencia para este tipo de servicios en todos los grupos tarifarios, dado que no se logra determinar de modo explícito en el pliego tarifario.

2.2.5. Determinación de la muestra de servicios con generación distribuida.

Como se expuso en secciones precedentes, para la determinación de la tarifa de acceso es necesario conocer la demanda máxima de dichos servicios, sin embargo, puede que algunos medidores no cuenten con esta información, por lo anterior, se requiere obtener este dato por medio de la colocación de un conjunto de medidores con dicha funcionalidad, los cuales se colocarán en un periodo de tiempo determinado, tal y como se mencionará más adelante.

Con el fin de garantizar la mayor representatividad posible, se procederá a obtener una muestra con base en el diseño que se presenta seguidamente.

El primer paso consiste en determinar el tamaño de muestra necesario, para ello se debe emplear la fórmula de muestreo de elementos con población finita, empleando el coeficiente de variación del consumo natural.

$$n = \frac{N \cdot CV^2}{CV^2 + \left[N \cdot \left(\frac{d}{z_{\alpha/2}} \right)^2 \right]} \quad (\text{Fórmula 2.11})$$

Donde:

- n = Tamaño de la muestra de servicios con generación distribuida a seleccionar.
- N = Cantidad de servicios con generación distribuida existentes al momento de realizar el estudio.
- CV = Coeficiente de variación del consumo natural de los clientes con generación distribuida.

⁴⁹ De manera que el factor de carga implícito para estas tarifas con bloques exclusivamente monómicos, deberá ser igual al valor estimado para la tarifa industrial y comercios y servicios o el grupo que le sustituya.

- d = Nivel de error como proporción de la media⁵⁰.
- $z_{\alpha/2}$ = Estadístico de la distribución normal para el nivel de confianza determinado.
- α = Nivel de significancia⁵¹.

La asignación de esta muestra se realizará por medio de un muestreo estratificado aleatorio, es decir se asigna una cantidad por estrato, y de modo aleatorio se seleccionan los servicios con sistemas de generación distribuida para autoconsumo a muestrear en cada estrato, para ello se empleará como marco muestral la lista de servicios relacionados a generadores distribuidos, estratificando por grupo tarifario y asignando en función del porcentaje que representa el consumo natural de cada grupo, del consumo natural total de los clientes con generación distribuida.

$$n_s = n * \frac{CNT_s}{\sum_{s=1}^m CN_s} \quad \text{(Fórmula 2.12)}$$

Donde:

- n_s = Tamaño de la muestra de servicios con generación distribuida para el grupo tarifario “s”.
- n = Tamaño de la muestra de servicios con generación distribuida a seleccionar.
- CNT_s = Consumo natural de todos los servicios con generación distribuida del grupo tarifario “s” en kWh, es decir la suma de los consumos naturales de todos los clientes con generación distribuida del estrato “s”, para los 12 meses previos al estudio.
- $\sum_{i=1}^m CN_s$ = Consumo natural total de todos los estratos “s” en kWh, es decir la suma de los consumos naturales de todos los clientes con generación distribuida, de todos los estratos, para los 12 meses previos al estudio.
- s = Índice de tarifa correspondiente a cada grupo tarifario (residencial, residencial horaria, comercios y servicios, industrial, promocional y preferencial, entre otras)⁵²
- m = Cantidad total de tarifas, es decir la cantidad total de grupos tarifarios para la empresa.

⁵⁰ Se recomienda que sea menor o igual al 10%.

⁵¹ Se recomienda un nivel de significancia menor o igual al 10%.

⁵² Se refiere a los tipos de tarifa establecidos actualmente más cualquier otro que se llegue a aprobar.

En caso de que algunos medidores no cuenten con la información de demanda máxima, se recurrirá a una muestra que garantice representatividad de todos los estratos definidos.

De este modo, si existiera el caso en el que la totalidad de los generadores distribuidos de una empresa cuenta con medidores que brindan esta información, no se requiere la extracción de una muestra para el cálculo de la tarifa de esta empresa, sino que se calcula la tarifa de acceso a partir de la información del 100% de los generadores distribuidos. No todas las empresas cuentan con la totalidad de generadores distribuidos con medidores inteligentes o con medición de demanda máxima, es por ello por lo que en dichas empresas se requeriría tomar una muestra que sea representativa de los generadores distribuidos por grupo tarifario, para obtener la información de demanda máxima en un periodo determinado.

En la selección de servicios y por consiguiente, en el diseño muestral respectivo, se podrán incorporar los datos de servicios con generación distribuida binómicos, a fin de aprovechar los mecanismos de medición que poseen este tipo de abonados productores, además se ha observado que al aumentar la muestra con este tipo de servicios se reducen de modo considerable las fluctuaciones en los resultados tarifarios, logrando una mayor convergencia y estabilidad en el tiempo.

Lo anterior se realiza con el fin de evitar que una muestra reducida genere una alta dependencia a valores específicos, de modo que un servicio podría afectar considerablemente los resultados y genera una alta incertidumbre y variabilidad.

Sin embargo, es importante indicar que, se deben excluir los servicios de media tensión los cuales tienen únicamente bloques binómicos, y por consiguiente no poseen la condición de tener reconocimiento de potencia implícita. Dado que este tipo de clientes, poseen medición de potencia, e incluso por periodo horario, no se considera necesario incluirlos en el marco muestral respectivo, además al estar en un nivel de tensión diferente se considera que sus características técnicas y patrón de consumo, es diferente al observado en clientes monómicos.

Además, una vez obtenida la cantidad de muestra total y al momento de asignar estos servicios por estrato, si existe un grupo tarifario cuya cantidad de servicios a muestrear supera la cantidad de servicios existente en dicho grupo, se deberá obtener información de toda esa población, y el exceso de muestra que le corresponde según la asignación proporcional, debe redistribuirse entre los demás grupos tarifarios, a fin de alcanzar el tamaño muestral requerido, y lograr cubrir la mayor proporción posible de cada grupo tarifario.

En el desarrollo del diseño muestral se podrá contemplar un porcentaje de no respuesta (asociados a problemas de comunicación u obtención de los datos de origen técnico), el cual deberá ser igual o menor al porcentaje de error como proporción de la media, empleado en el cálculo del tamaño de muestra. Por lo que es posible incrementar la cantidad de servicios a muestrear en cada grupo tarifario complementando este porcentaje de no respuesta.

2.2.6. Aplicación conjunta con metodología ordinaria de distribución.

El presente método de cálculo se deberá aplicar en conjunto con la metodología ordinaria de distribución, se procederá de la siguiente manera: para la determinación de los ingresos vigentes, se utilizará el precio de potencia vigente y para la determinación de los ingresos propuestos se utilizará el precio de potencia propuesto en el pliego, el cual se utilizará finalmente para el cálculo de la tarifa de acceso.

2.3. Criterios de aceptabilidad de los datos a utilizar

En la determinación de la muestra se deberá hacer un análisis de valores extremos⁵³ y en caso de determinar la existencia de estos, se procederá a excluirlos del marco y diseño muestral en cuestión, así como del análisis de tarifario y de resultados correspondiente. Además, se debe hacer un análisis de valores autorepresentados, es decir servicios que no se consideran valores extremos, y que por su importancia relativa dentro del consumo natural total, deben ser incluidos en la muestra de conformidad con la teoría del muestreo de poblaciones finitas, todo lo anterior será realizado por la Intendencia de Energía, o la dependencia de la ARESEP destinada para dichos fines. Por lo anterior, previo a que las empresas realicen la campaña respectiva, deberán solicitar a la ARESEP la muestra requerida.

En caso de que se haya logrado recopilar la información solicitada en la muestra, y de modo adicional se disponga de otras mediciones adicionales para el mismo periodo, se podrá emplear toda la información disponible siempre y cuando se adecuen los factores de expansión correspondientes, e incluso, de contar con la disponibilidad necesaria, se puede desarrollar un censo de este tipo de servicios.

Los datos que se suministren por medio de la recopilación de información de la muestra deberán validarse contra los datos remitidos de modo periódico, relacionados con los servicios con generación distribuida, y se debe valorar que la información sea coincidente.

Se solicitará que para todos los medidores que cuenten con capacidad de recolección del perfil de carga se remita el detalle respectivo, a fin de contar con datos con la mayor granularidad posible y que estos puedan ser cotejados contra la información agregada que disponga la ARESEP o la empresa distribuidora.

⁵³ Para la determinación de valores extremos podrá utilizarse el método de Tukey, el método Local Outlier Factor, la distancia de Cook, el método Zscore, la Distribución Generalizada de Valores Extremos, el teorema de Chebysev o el análisis de valores de influencia.

Los datos que no logren superar este proceso de validación con los demás requerimientos periódicos relacionados con los servicios con generación distribuida, deberán ser descartados del estudio.

La validez del estudio tendrá un plazo máximo de 3 años, a fin de que el proceso de recolección sea aprovechado en diversos estudios, propiciando la eficiencia operacional y economía procesal. De igual manera, en caso de observar cambios estructurales significativos durante el periodo de vigencia antes indicado, a juicio de la IE, se podrá realizar la actualización respectiva.

Toda la información que se utilice de resoluciones de información regular, como por ejemplo la información de la resolución RIE-089-2016, o la que la sustituya o complemente, deberá haber pasado por el proceso de revisión y validación, que se estableciera en dicha resolución para garantizar la confiabilidad y calidad de los datos.

De ser posible, los datos deberán recopilarse por periodos mensuales de facturación (es decir, debe coincidir con los ciclos de facturación), para un mes de cada cuatrimestre de los 12 meses previos, o, en su lugar, un dato medido en cada semestre. En caso contrario se utilizará como mínimo un mes, para ello, se seleccionará el mes cuyo consumo natural agregado, sea el más cercano al consumo natural promedio mensual de los 12 meses previos.

Si posterior al proceso de validación se observa que la cantidad de servicios resultante a incluir en el cálculo tarifario no cumple con la cantidad indicada en el diseño muestral contemplando el porcentaje de no respuesta (asociados a problemas de comunicación u obtención de los datos de origen técnico), se rechazará la solicitud tarifaria por no cumplir con los requerimientos establecidos, sin embargo la empresa podrá utilizar en un nuevo estudio los datos recabados, ajustando la cantidad de observaciones con diversas mediciones por cuatrimestre o semestre según la condiciones operativas y técnicas, tal y como se mencionó en el párrafo anterior.

Cuando se disponga de información de más de un mes para algún servicio, a fin de no ponderarse de un modo mayor a lo planteado en el diseño muestral, se deberá emplear un promedio entre los valores de los distintos meses para este servicio, al momento de incluirse en el cálculo tarifario de la tarifa de acceso.

2.4. Requerimientos de información

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 abonados productores, estableciendo la forma y la periodicidad con la que se remitirán.

En este sentido, la información a recopilar en campo, relacionada con las mediciones de energía y potencia necesarias para la aplicación del instrumento, estarán en función de los datos necesarios para la adecuada aplicación tarifaria del presente método de cálculo y por consiguiente las empresas deberán ajustarse a los formatos que se establezcan.

Además, se empleará la información periódica remitida por medio de resoluciones de requerimientos de información, como por ejemplo la resolución RIE-089-2016, o la resolución que la sustituya o complemente.

2.5. Descripción del pliego tarifario para la tarifa de acceso

Con el fin de ordenar todo el proceso y condiciones de facturación, se utilizará la siguiente descripción del pliego tarifario, así como se limitará el paso de tarifa binómica a monómica para los consumidores con autoconsumo o generación distribuida, mediante el uso del consumo natural como determinante del bloque tarifario que corresponda, tal y como se indica a continuación:

Tarifa T-A: Acceso.

A. Aplicación:

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

B. Características de servicio:

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

C. Disposiciones Generales

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2.6. Aplicación del método de cálculo

La aplicación metodológica se realizará de oficio o a solicitud de parte, de conformidad con el artículo 30 de la Ley N° 7593, para lo cual, de modo previo a la solicitud tarifaria, con al menos 3 meses de antelación a la presentación del estudio, la empresa distribuidora deberá solicitar a la Intendencia de Energía la muestra de servicios para el desarrollo de la recolección de información. En caso de que se cuente con información muestral recopilada, para la cual aún se encuentra vigente los 3 años de validez, no será necesario realizar esta solicitud de previo a la presentación del estudio. De igual manera, si la empresa desea de modo voluntario solicitar una nueva muestra, aunque no hayan transcurrido los 3 años de validez antes indicado, podrá realizarlo respetando el periodo de 3 meses antes señalados.

En el desarrollo de la aplicación metodológica se determinará una tarifa de acceso máxima, con lo cual se otorga la posibilidad a la empresa distribuidora de cobrar una tarifa menor, de conformidad con el principio de eficiencia, promoción de la actividad productiva, rentabilidad razonable y servicio al costo indicado en la Ley N° 7593, esta tarifa deberá ser de conocimiento de los usuarios, y deberá ser reportada a la ARESEP por medio de las solicitudes de información periódica.

Lo anterior, es consistente con lo definido en la Política Regulatoria de la ARESEP, dictaminada en la resolución RE-0206-JD-2021 del 5 de octubre de 2021 y publicada en La Gaceta 209 del 15 de octubre de 2021, específicamente en el objetivo específico 3, el cual indica:

“Desarrollar una regulación que provea las señales necesarias para llevar la prestación de los servicios públicos hacia la senda de la eficiencia, la eficacia, tanto de manera individual, por sector o industria, considerando el principio de servicio al costo eficiente, la aplicación de enfoques regulatorios comparados y ejercicio de un modelo regulatorio oportuno, apoyado en las mejores prácticas y en la articulación de los instrumentos de política”.

2.6.1. Aplicación en general

El presente método de cálculo será de aplicación ordinaria de oficio o a solicitud de parte, de conformidad con el artículo 30 de la Ley N.º 7593; para cada empresa se obtendrá una tarifa independiente, por lo cual, en el cálculo tarifario se utilizarán únicamente los datos de la empresa respectiva. La aplicación de este método de cálculo se deberá realizar de modo conjunto con las fijaciones ordinarias respectivas.

El presente método de cálculo genera una tarifa que se cobrará a los servicios con generación distribuida, que cuenten con tarifa monómica, razón por la cual, si se desarrolla alguna modificación en la estructura tarifaria eléctrica de la empresa distribuidora, por medio de la cual ya no existan servicios en esta condición, esta tarifa dejará de aplicarse y calcularse, de modo que, los servicios con generación distribuida proceden a pagar la tarifa que corresponda por la energía y potencia.

2.6.2. Aplicación por primera vez

Para la primera aplicación, la Intendencia de Energía tendrá un plazo de 10 días naturales para la elaboración y socialización de los formularios de información requerida y las empresas distribuidoras contarán con 15 días hábiles para la remisión de la información solicitada por la Intendencia de Energía; de tal forma que se plantea un plazo máximo conjunto de aproximadamente 30 días naturales a partir de la aprobación y publicación de la presente metodología en el diario oficial La Gaceta, para que las empresas distribuidoras envíen la información solicitada por la Intendencia de Energía, con el fin de aplicar el método de cálculo de la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido.

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

De modo excepcional, en esta primera aplicación para cada empresa distribuidora, se realizará únicamente el cálculo de la tarifa de acceso, y enviará a audiencia pública los resultados obtenidos. Las próximas aplicaciones de la tarifa de acceso se deberán realizar de modo conjunto con las peticiones tarifarias ordinarias.

Para los efectos que se requiera, se utilizará la información de los pliegos tarifarios vigentes para el periodo tarifario que corresponde.

2.7. Otras disposiciones

En caso de que alguna resolución, departamento, parámetro o requerimiento de información haya cambiado su fuente oficial o haya sido complementada o actualizada por otra, se deberá emplear la versión más reciente.

De igual manera, en caso de que se determine que no existen servicios con generación distribuida a los cuales se les aplique una facturación monómicar, se suspenderá las aplicaciones relacionadas con este método de cálculo, hasta tanto existan clientes en dicha condición.

2.8. Relación con otras herramientas regulatorias

Es requerido que se tramite el ajuste del artículo 134 de la norma AR-NT-SUCOM vigente y se incluya en definiciones el concepto de consumo natural.

A continuación, se procede a modificar el artículo 134 de la norma AR-NT-SUCOM, para que se lea de la siguiente manera:

“Artículo 134. Servicios con facturación de demanda

En los servicios que por la característica de la tensión de acceso o por el uso de la energía se facture tanto el cargo por energía como el de potencia, el mismo se realizará de conformidad con la metodología y pliegos tarifarios vigentes, y se clasificará en el bloque de consumo que corresponda, con base en el consumo natural, entendiendo el consumo natural como el consumo total del usuario, sin tomar en cuenta el origen de la energía, ya sea proveniente de la red o de la energía consumida de su sistema de generación distribuida para autoconsumo, por tanto será la energía total retirada (indicada en el medidor bidireccional) más la energía generada (indicada en el medidor de generación) menos la energía inyectada (indicada en el medidor bidireccional).

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

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

3. Derogatoria

Se deroga la resolución RJD-030-2016, publicada en el diario oficial La Gaceta N° 69 del 18 de febrero de 2016, mediante la cual la Junta Directiva de la ARESEP aprobó la “Metodología de fijación para la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del productor-consumidor”.

4. Transitorios

4.1. Suministro de información para la primera aplicación

Para la adecuada transición, se solicitará a las empresas distribuidoras que conforme a las condiciones técnicas y operativas existentes, realicen las gestiones para el suministro de la información necesaria para el cálculo y aplicación de la tarifa de acceso con el nuevo método de cálculo, en los plazos que establezca la Intendencia de Energía, para su análisis y utilización en el estudio tarifario correspondiente, de conformidad con lo indicado en la sección “Aplicación por primera vez”.

4.2. Vigencia de las tarifas de acceso fijadas con la RJD-030-2016

Para cada empresa distribuidora, hasta tanto no se realice la aplicación correspondiente con el nuevo modelo de cálculo, se mantendrá vigente la última tarifa fijada por la Intendencia de Energía a través de la aplicación de la metodología RJD-030-2016, al momento de la publicación de este instrumento, y no podrá ser actualizado de ninguna otra manera.

Según establece dicha metodología, el cobro está desarrollado en función de la energía retirada de la red de distribución luego de haber sido depositada en la red. Es decir, los kWh que el usuario retire de la red sin haberlos depositado no les aplica esta tarifa.

Para los generadores distribuidos que operen bajo la modalidad de operación con entrega de excedentes, el cobro deberá realizarse en función de la energía inyectada como excedente y que será sujeto de la compensación económica.

5. Listado de fórmulas y variables

5.1. Listado de fórmulas

Fórmula No.	Descripción	Detalle de la fórmula
2.1	Tarifa de acceso para el periodo "t+1", que se cobrará por cada kWh de consumo natural (colones / kWh).	$TA_{t+1} = \frac{ARC_{t+1} - API_{t+1}}{CNP_{t+1} * N_{t+1}}$
2.2	Consumo natural del generador distribuido i en kWh en el periodo t.	$CN_{i,t} = EG_{i,t} - EI_{i,t} + ETR_{i,t}$
2.3	Consumo natural mensual promedio para los servicios con generación distribuida estimados para el periodo "t". Promedio de cuántos kWh de consumo natural por mes consumió un servicio de generación distribuida en el periodo "t".	$CNP_t = \frac{\sum_{k=1}^f CNM_{k,t}}{\sum_{k=1}^f NM_{k,t}}$
2.4	Aporte por requerimiento de capacidad demandado por los servicios con generación distribuida estimados para el periodo tarifario "t+1".	$ARC_{t+1} = \sum_{s=1}^m (PP_{s,t+1} * DMT_{s,t+1})$
2.5	Suma de las demandas máximas de todos los servicios con generación distribuida estimados del grupo tarifario "s" en kW, en el periodo "t+1".	$DMT_{s,t+1} = \left(\frac{N_{s,t+1}}{n_s} \right) * \sum_{i=1}^{n_s} DM_i$
2.6	Aporte por requerimiento de capacidad por parte de los servicios con generación distribuida estimados por pago de potencia implícita	$API_{t+1} = \sum_{s=1}^m (PP_{s,t+1} * PIT_{s,t+1})$

Fórmula No.	Descripción	Detalle de la fórmula
	para el periodo tarifario "t+1", en colones.	
2.7	Potencia implícita de todos los servicios con generación distribuida estimados del grupo tarifario "s" en kW, en el periodo "t+1".	$PIT_{s,t+1} = \frac{ECM_{s,t+1}}{FC_{s,t} * 30 * 24}$
2.8	Estimación del total de la energía comprada mensualmente por los clientes con generación distribuida estimados para el grupo tarifario "s" en kWh en el periodo "t+1".	$ECM_{s,t+1} = \left(\frac{N_{s,t+1}}{n_s} \right) * \sum_{i=1}^{n_s} EC_i$
2.9	Factor de carga implícito que permite igualar el monto a pagar por el usuario con tarifa monómica, con el que pagaría si le cobraran tarifa binómica.	$FC_{s,t} = \frac{PP_{s,t+1}}{30 * 24 * (PME_{s,t+1} - PBE_{s,t+1})}$
2.10	Precio de la potencia aproximado colones por kW para el periodo "t+1", para los casos en los cuales sólo se tienen bloques monómicos.	$PPA_{s,t+1} = PPI_{t+1} * \left(\frac{PM_{s,t}}{PMB_t} \right)$
2.11	Tamaño de la muestra de servicios con generación distribuida a seleccionar.	$n = \frac{N \cdot CV^2}{CV^2 + \left[N \cdot \left(\frac{d}{z_{\alpha/2}} \right)^2 \right]}$
2.12	Tamaño de la muestra de servicios con generación distribuida para el grupo tarifario "s".	$n_s = n * \frac{CNT_s}{\sum_{s=1}^m CN_s}$

5.2. Listado de variables y subíndices

Variable	Definición
α	Nivel de significancia.
API_{t+1}	Aporte por requerimiento de capacidad por parte de los servicios con generación distribuida estimados por pago de potencia implícita para el periodo tarifario "t+1", en colones.
ARC_{t+1}	Aporte por requerimiento de capacidad demandado por los servicios con generación distribuida estimados para el periodo tarifario "t+1", en colones.
$CN_{i,t}$	Es el consumo natural del generador distribuido i en kWh en el periodo t.
$CNM_{k,t}$	Consumo natural mensual de todos los servicios con generación distribuida en el mes "k". Este dato busca representar cuántos kWh de consumo natural se reportaron para el mes "k", agregando todos los servicios reportados en dicho mes.
CNP_t	Consumo natural mensual promedio por servicio de generación distribuida estimado para el periodo "t". Este dato busca representar en promedio cuántos kWh de consumo natural por mes consumió un servicio de generación distribuida en el periodo "t".
CNP_{t+1}	Consumo natural mensual promedio para los servicios con generación distribuida estimados para el periodo "t+1". Este dato busca representar en promedio cuántos kWh de consumo natural por mes consumirá un servicio con generación distribuida en el periodo "t+1".
CNT_s	Consumo natural de todos los servicios con generación distribuida del grupo tarifario "s" en kWh, es decir la suma de los consumos naturales de todos los clientes con generación distribuida del estrato "s", para los 12 meses previos al estudio.
CV	Coeficiente de variación del consumo natural de los clientes con generación distribuida.
d	Nivel de error como proporción de la media.
DM_i	Demanda máxima para el servicio con generación distribuida "i" en kW, que forma parte de la muestra seleccionada del grupo tarifario "s".
$DMT_{s,t+1}$	Suma de las demandas máximas (kW) de todos los servicios con generación distribuida estimados del grupo tarifario "s", en el periodo "t+1".
z	Energía comprada por el servicio de generación distribuida "i", que forma parte de la muestra seleccionada del grupo tarifario "s". La

Variable	Definición
	energía comprada es esa energía retirada por el servicio de generación distribuida y que paga las tarifas indicadas en el pliego respectivo para el grupo tarifario "s".
$ECM_{s,t+1}$	Estimación del total de la energía comprada mensualmente por los clientes con generación distribuida estimados para el grupo tarifario "s" en kWh en el periodo "t+1".
EG_{it}	Es la cantidad de energía generada en kWh por el generador distribuido i en el periodo t, indicada en el medidor de generación.
EI_{it}	Es la cantidad de energía inyectada o depositada en la red en kWh por el generador distribuido i en el periodo t, indicada en el medidor bidireccional.
ETR_{it}	Es la cantidad total de energía retirada de la red por el generador distribuido i en kWh en el periodo t, indicada en el medidor bidireccional.
$FC_{s,t}$	Factor de carga implícito que permite igualar el monto a pagar por el usuario con tarifa monómica, con el que pagaría si le cobraran tarifa binómica, es decir, es el factor de carga que debería tener un cliente para pagar el mismo monto con la tarifa monómica y con la binómica.
$N_{s,t+1}$	Cantidad media de servicios con generación distribuida esperada por mes, para el grupo tarifario "s" en el periodo "t+1". Es decir, la cantidad promedio mensual de clientes con generación distribuida esperados para el grupo tarifario "s" en el periodo "t+1".
N_{t+1}	Cantidad media de servicios con generación distribuida esperada por mes, en el periodo "t+1".
$NM_{k,t}$	Cantidad total de servicios con generación distribuida, reportados en el mes "k".
$PBE_{s,t+1}$	Precio de la energía del bloque tarifario binómico en colones por kWh para el grupo tarifario "s" en el periodo "t+1". Para las tarifas que poseen un bloque monómico y otro binómico, se tomará el valor de la tarifa de energía en colones por kWh del bloque binómico. Para los casos en los cuales sólo se tienen bloques monómicos, se hará una aproximación de un modo análogo a como se indica en la sección, 2.2.4. Precio de la potencia para tarifas con bloques exclusivamente monómicos.
$PIT_{s,t+1}$	Potencia implícita de todos los servicios con generación distribuida estimados del grupo tarifario "s" en kW, en el periodo "t+1".
$PM_{s,t}$	Precio medio de los últimos 12 meses en colones por kWh, para el grupo tarifario que no cuenta con tarifa de potencia, este precio medio se obtiene de dividir los ingresos totales del grupo tarifario

Variable	Definición
	"s", entre la cantidad de energía vendida de este grupo tarifario (ver fórmula 11 de la metodología ordinaria de distribución).
PMB _t	Precio medio de la energía en los últimos 12 meses en colones por kWh, para la tarifa industrial y comercios y servicios, este precio medio se obtiene de dividir los ingresos totales de tarifa industrial y comercios y servicios, entre la cantidad de energía vendida en estos grupos tarifarios (ver fórmula 11 de la metodología ordinaria de distribución).
PME _{s,t+1}	Precio de la energía del bloque tarifario monómico en colones por kWh para el grupo tarifario "s" en el periodo "t+1". Para las tarifas que poseen un bloque monómico y otro binómico, se tomará el valor de la tarifa de energía en kWh del bloque monómico. Para los casos en los cuales sólo se tienen bloques monómicos, se hará una aproximación de un modo análogo a como se indica en la sección 2.2.4. Precio de la potencia para tarifas con bloques exclusivamente monómicos.
PP _{s,t+1}	Precio de la potencia del bloque tarifario binómico en colones por kW para el grupo tarifario "s" en el periodo "t+1". Para las tarifas que poseen un bloque monómico y otro binómico, se tomará el valor de la tarifa de potencia en kW del bloque binómico. Para los casos en los cuales sólo se tienen bloques monómicos, se hará una aproximación tal y como se indica en la sección 2.2.4. Precio de la potencia para tarifas con bloques exclusivamente monómicos.
PPA _{s,t+1}	Precio de la potencia aproximado colones por kW para el periodo "t+1", para los casos en los cuales sólo se tienen bloques monómicos.
PPI _{t+1}	Precio de la potencia del bloque tarifario binómico en colones por kW, para el periodo "t+1", para la tarifa industrial y comercios y servicios
TA _{t+1}	Tarifa de acceso para el periodo "t+1", que se cobrará por cada kWh de consumo natural (colones/kWh).
z _{α/2}	Estadístico de la distribución normal para el nivel de confianza determinado.
f	Representa el último mes del periodo para el cual se realiza el cálculo.
i	Índice que representa a cada generador distribuido.
k	Representa cada mes del periodo para el cual se realiza el cálculo, desde el mes 1 al mes "f".

Variable	Definición
m	Cantidad total de tarifas, es decir la cantidad total de grupos tarifarios para la empresa.
n	Tamaño de la muestra de servicios con generación distribuida a seleccionar.
n_s	Tamaño de la muestra de servicios con generación distribuida para el grupo tarifario "s".
N	Cantidad de servicios con generación distribuida existentes al momento de realizar el estudio.
s	Índice de tarifa correspondiente a cada grupo tarifario (residencial, residencial horaria, comercios y servicios, industrial, promocional y preferencial, entre otras).
t	Período base de análisis considerado en el estudio de fijación tarifaria.
t + 1	Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.

CAPÍTULO 3: MÉTODO DE CÁLCULO DE LA TARIFA PARA LA COMPRA-VENTA DE EXCEDENTES Y RECONOCIMIENTO ECONÓMICO ENTRE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS, ASÍ COMO POR PARTE DE LOS GENERADORES DISTRIBUIDOS A LA EMPRESA DISTRIBUIDORA

1. Objetivos y alcance

1.1. Objetivos

Los principales objetivos son:

- a) Establecer el método de cálculo de la tarifa máxima de compra-venta de energía excedente y reconocimiento económico producto de la generación distribuida para autoconsumo que determine el precio máximo de compra-venta de energía por periodo horario y estacional entre empresas distribuidoras, así como por parte de las empresas distribuidoras a los generadores distribuidos.
- b) Enviar señales de precios adecuadas y oportunas, que propicien la adecuada integración de los generadores distribuidos al SEN, de modo que las tarifas finales de compra-venta de energía excedente producto de la generación distribuida para autoconsumo reflejen las condiciones económicas, y técnicas que se requieren para el aprovechamiento de la generación a partir de fuentes de energía renovable.

- c) Propiciar una valoración adecuada de la energía excedente que permita a las empresas realizar la optimización de compra-venta de energía de acuerdo con las alternativas existentes en el mercado eléctrico nacional para satisfacer su demanda.

1.2. Alcance

- a) El método de cálculo definirá una tarifa máxima de compra-venta de excedentes y reconocimiento económico producto de la generación distribuida para autoconsumo por periodo horario y estacional entre empresas distribuidoras, así como entre las empresas distribuidoras y el generador distribuido que define la Ley N° 10086.
- b) El método de cálculo de compra-venta de excedentes y reconocimiento económico producto de la generación distribuida para autoconsumo será parte de las fijaciones tarifarias que se realizan a todas las empresas distribuidoras y deberá consignarse en un pliego tarifario complementario.
- c) Constituye un procedimiento asociado a las fijaciones tarifarias ordinarias y extraordinarias del sistema de generación y sistema de distribución de conformidad con el artículo 30 de la Ley N° 7593.

2. Modelo de cálculo

2.1. Homologación requerida para obtener el costo de oportunidad

Tal y como se indicó en la justificación, las empresas eléctricas disponen de estructuras tarifarias distintas que responden, entre otros aspectos, a la definición de periodos horarios o estacionales, moneda y tipo de bloque (en algunos casos), estas diferencias dificultan la estricta comparación de los precios asignados a cada kWh. Por ejemplo, en algunas empresas se cuenta con tres periodos horarios: punta, valle y nocturno; mientras que en otras se define dos periodos horarios: punta y no punta; adicionalmente las horas que abarcan cada periodo pueden variar por empresa.

Por lo anterior, la Intendencia de Energía deberá aplicar el procedimiento de homologación entre periodos horarios o estacionales, moneda y tipo de bloque para las empresas eléctricas, a fin de lograr una adecuada comparabilidad entre estructuras tarifarias de generación.

Es importante indicar que este proceso de homologación se deberá realizar únicamente en caso de que existan estructuras tarifarias heterogéneas, pues si son iguales no sería necesario su realización. Es decir, este proceso es un requisito previo para el cálculo del costo de oportunidad, y se detalla en este apartado como un insumo para su utilización en la sección de procedimiento de cálculo, según corresponda.

Este proceso de homologación a realizar será el siguiente:

1. En primera instancia, es necesario determinar si existen periodos horarios que estén contemplados en un período más amplio de otra estructura tarifaria, en dado caso se deben unificar estos periodos y se utilizará el período horario más amplio, siendo necesario la utilización de un promedio ponderado por la cantidad de energía y potencia estimada en cada período.
2. En caso de que la estructura tarifaria presente estacionalidad, es decir, si los precios presentan un patrón trimestral, semestral o por temporadas altas o bajas se debe realizar un tratamiento similar al descrito en el párrafo anterior, de modo que se mantenga el periodo estacional más amplio.
3. En caso de que existan tarifas en diferentes monedas se deberá realizar una homologación que permita expresar los precios en colones, para lo cual se utilizará el tipo de cambio estimado para el período respectivo. El cual se obtendrá a partir del dato utilizado para el tipo de cambio en el estudio tarifario que corresponda, o bien, en caso de que no se tenga referencia en dicho estudio se utilizará un promedio del tipo de cambio de venta publicado por el Banco Central de Costa Rica del mes calendario anterior a la apertura del expediente tarifario.

En la actualidad, para algunos proveedores de energía y potencia el precio de generación se calcula de forma monómica, es decir se cobra un monto en función de la energía, mientras que para otros proveedores existe un monto diferenciado para cada componente, por tanto, para asegurar la comparabilidad entre los montos, es necesario homologar ambas formas, pasando de la estructura binómica a una monómica. Para ello, se debe emplear el estudio tarifario de la empresa con tarifas de generación binómicas y calcular el precio conjunto de energía y potencia (precio de generación monómico) para cada periodo horario o estacional con la fórmula que se muestra a continuación.

$$\mathbf{PGM}_{e,h,p} = \frac{(\mathbf{PGE}_{e,h,p} * \mathbf{CE}_{e,h,p}) + (\mathbf{PGP}_{e,h,p} * \mathbf{CP}_{e,h,p})}{\mathbf{CE}_{e,h,p}} \quad \mathbf{(Fórmula 3.0)}$$

$\mathbf{PGM}_{e,h,p}$ = Precio de generación monómico para la empresa “e”, para el periodo horario “h” y el periodo estacional “p”. (colones/kWh)

$\mathbf{PGE}_{e,h,p}$ = Precio de generación de la energía para la empresa “e”, para el periodo horario “h” y el periodo estacional “p”. (colones/kWh)

- $PGP_{e,h,p}$ = Precio de generación de la potencia para la empresa “e”, para el periodo horario “h” y el periodo estacional “p”. (colones/kW)
- $CE_{e,h,p}$ = Cantidad de energía para la empresa “e”, para el periodo horario “h” y el periodo estacional “p”. (kWh)
- $CP_{e,h,p}$ = Cantidad de potencia para la empresa “e”, para el periodo horario “h” y el periodo estacional “p”. (kW)
- e = Subíndice que representa cada empresa distribuidora que compra los excedentes. Es decir, cada una de las empresas distribuidoras a la cual se le fija la tarifa de excedentes.
- h = Subíndice que representa cada uno de los periodos horarios existentes en la estructura tarifaria homologada (punta, valle, noche, fuera de punta, entre otras).⁵⁴
- p = Subíndice que representa cada uno de los periodos estacionales existentes en la estructura tarifaria homologada (meses o trimestres de aplicación, temporada alta o baja).⁵⁵

Como se desprende de lo anteriormente expuesto, se debe realizar una homologación por 1) periodo horario, 2) periodo estacional, 3) moneda y 4) tipo bloque (monómico o binómico), es decir existen 4 criterios de homologación, lo cual puede afectar la comparabilidad.

Las estructuras tarifarias muy heterogéneas que requieran homologación por todos los criterios antes mencionados imposibilitan generar una estructura tarifaria adecuada que permita realizar una comparación de precios.

Por ello, al momento de realizar el proceso de homologación, la Intendencia de Energía o área interna de Aresep que le corresponda aplicar la metodología mantendrá únicamente las opciones que requieran aplicar cómo máximo 2 criterios de homologación para el cálculo del costo de oportunidad, por lo que si se requieren

⁵⁴ Se refiere a los periodos horarios que actualmente existen en la estructura tarifaria homologada, más cualquier otro bloque que se llegue a aprobar. Al momento de la emisión de la metodología sólo existían cuatro tipos de periodos horarios 1) punta, 2) valle, 3) noche y 4) fuera de punta, es importante mencionar que no todas las empresas tienen los mismos tipos de periodos horarios, por ejemplo, el periodo fuera de punta sólo se aplica en la estructura tarifaria de la planta Sigifredo Solís.

⁵⁵ Se refiere a los periodos estacionales que actualmente existen en la estructura tarifaria homologada, más cualquier otro bloque que se llegue a aprobar. Al momento de la emisión de la metodología existen aplicaciones trimestrales, anuales, y de periodos estacionales denominados temporada alta y baja.

3 o más homologaciones, no se considerarían las opciones para este cálculo, a fin de mantener las alternativas más semejantes que permitan una adecuada comparabilidad de los precios, tomando como punto de comparación para identificar la cantidad de homologaciones que se requieren realizar, la estructura tarifaria de la principal opción de compra a nivel nacional.⁵⁶

Es decir, para poder realizar las homologaciones respectivas de las diferentes empresas, se utilizará la estructura tarifaria del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) como punto de comparación para identificar la cantidad de homologaciones que se requieren realizar, ya que es el principal actor del sistema de generación de energía eléctrica; en caso de que esto cambie, se deberá utilizar como punto de comparación para la homologación a la empresa que genere mayor energía eléctrica a nivel nacional.

La homologación de criterios se deberá realizar de la empresa que cuente con los criterios más desagregados hacia la empresa con los criterios más generales.

2.2. Procedimientos de cálculo

Tal y como se expuso en la justificación, los compradores de estos excedentes tendrían un incentivo para adquirirlos si constituyen una opción cuyo precio sea menor o igual a la mejor opción que estarían dejando de adquirir por comprar dichos excedentes, es decir el incentivo se daría si el precio es menor o igual al costo de oportunidad, es por ello que se define una tarifa máxima que permita dar esta flexibilidad, de modo que si existe algún generador distribuido con una eficiencia mayor y que por consiguiente pueda ofrecer un precio menor, lo pueda realizar sin ningún inconveniente. Es decir, la tarifa máxima se determinará en función del costo de oportunidad correspondiente.

Aunado a lo anterior, se espera que las empresas distribuidoras realicen una optimización de los procesos de compra-venta de energía. Al respecto, la Ley N° 10086 en su artículo 12, plantea que las compras de excedentes deberán responder a criterios de oportunidad, necesidad, eficiencia y conveniencia que, en forma motivada y razonada técnica y económicamente, definan las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

Asimismo, tal y como se mencionó en la sección “Importancia de la Modalidad Neta Completa en el servicio distribución” la CGR ha sido clara en indicar que la generación distribuida puede generar beneficios importantes que no se deben desaprovechar y como mencionó Gischeler y Janson (2011), para lograr maximizar

⁵⁶ Es decir, la estructura base, será la estructura tarifaria de la empresa a la que se compra la mayor cantidad de energía a nivel nacional en el periodo.

el bienestar social, es necesario que los sistemas de energía se desarrollen sobre la base de la generación al menor costo, y por ello si los generadores distribuidos pueden entregar su energía excedente a mejores precios que las demás alternativas disponibles en el mercado eléctrico nacional, las empresas distribuidoras deberán aprovecharlas en beneficio de sus usuarios.

Por ello, en términos de aplicación, se deben homogenizar todos los costos de energía y potencia que pueda comprar la empresa distribuidora, en cada periodo horario, periodo estacional (meses o días según la estructura vigente) y en cada uno de los tipos de bloques (monómicos o binómicos) para lo cual se deberá realizar un proceso de homologación tal y como se explica en la sección “2.1. Homologación requerida para obtener el costo de oportunidad”.

Una vez que se cuenta con los costos homogenizados para cada opción posible de compra asociada a un kWh equivalente se determinará la que ofrece el menor precio; este precio menor obtenido sería el costo de oportunidad, pues esta sería la opción que, bajo un esquema de agentes racionales, el comprador procedería a adquirir si no tuviera la opción de comprar los excedentes.

En conclusión, el proceso de cálculo consiste en homogenizar todas las demás opciones de compra que tenga una empresa distribuidora, sacar el precio mínimo de todas ellas, según la estructura tarifaria homogenizada resultante, y este sería el costo de oportunidad, que se definiría como tarifa máxima para la venta de excedentes.

2.3. Formulación matemática para el desarrollo del cálculo

En función de lo expuesto por Monge (2021, pág. 161), se realiza una aproximación matemática del planteamiento expuesto en la sección precedente, por medio de la utilización de funciones de Leontief.

De este modo se determina el precio de venta de excedentes por medio de la siguiente fórmula:

$$PVE_{e,b,h,p} = \min\{ PO1_{e,b,h,p}, PO2_{e,b,h,p}, PO3_{e,b,h,p}, \dots, POn_{e,b,h,p} \} \quad (\text{Fórmula 3.1})$$

Donde:

$PVE_{e,b,h,p}$ = Precio de venta de excedentes en el periodo “t+1”, para la compra de la empresa “e”, en el tipo de bloque “b”, para el periodo horario “h” y el periodo estacional “p”.

$PO1_{e,b,h,p}$ = Precio homologado de la opción 1 en el periodo “t+1”, para la compra de la empresa “e”, en el tipo de bloque “b”, para el periodo horario “h” y el periodo estacional “p”.

$PO2_{e,b,h,p}$ = Precio homologado de la opción 2 en el periodo “t+1”, para la compra de la empresa “e”, en el tipo de bloque “b”, para el periodo horario “h” y el periodo estacional “p”.

$PO3_{e,b,h,p}$ = Precio homologado de la opción 3 en el periodo “t+1”, para la compra de la empresa “e”, en el tipo de bloque “b”, para el periodo horario “h” y el periodo estacional “p”.

$POn_{e,b,h,p}$ = Precio homologado de la n-ésima opción en el periodo “t+1”, para la compra de la empresa “e”, en el tipo de bloque “b”, para el periodo horario “h” y el periodo estacional “p”.

e = Subíndice que representa cada empresa distribuidora que compra los excedentes. Es decir, cada una de las empresas distribuidoras a la cual se le fija la tarifa de excedentes.

b = Subíndice correspondiente a cada tipo de bloques tarifarios existentes en la estructura tarifaria homologada (tipo de bloque monómico, tipo de bloque binómico, entre otras).⁵⁷

h = Subíndice que representa cada uno de los periodos horarios existentes en la estructura tarifaria homologada (punta, valle, noche, fuera de punta, entre otras).⁵⁸

⁵⁷ Se refiere a los tipos de bloques tarifarios que actualmente existen en la estructura tarifaria homologada, más cualquier otro bloque que se llegue a aprobar. Al momento de la emisión de la metodología sólo existían dos tipos de bloques tarifarios: 1) tipo de bloque monómico en los que sólo se cobra en función de la energía comprada y 2) tipo de bloque binómico en los que se cobra en función de la energía y potencia adquirida por separado, es importante mencionar que no todas las empresas tienen los mismos tipos de bloques en la actualidad, por ejemplo, varias empresas actualmente no tienen bloques binómicos.

⁵⁸ Se refiere a los periodos horarios que actualmente existen en la estructura tarifaria homologada, más cualquier otro bloque que se llegue a aprobar. Al momento de la emisión de la metodología sólo existían cuatro tipos de periodos horarios 1) punta, 2) valle, 3) noche y 4) fuera de punta, es importante mencionar que no todas las empresas tienen los mismos tipos de periodos horarios, por ejemplo, el periodo fuera de punta sólo se aplica en la estructura tarifaria de la planta Sigifredo Solís.

p = Subíndice que representa cada uno de los periodos estacionales existentes en la estructura tarifaria homologada (meses o trimestres de aplicación, temporada alta o baja).⁵⁹

Tal y como se desprende de la fórmula anterior, el proceso de cálculo considera la homologación de estructuras tarifarias en caso de que sea requerido para obtener el precio mínimo entre las demás alternativas de compras de energía para cada empresa “e”, considerando el tipo de bloque “b”, el periodo horario “h” y el periodo estacional “p”. El precio homologado se debe entender como el que se obtiene de las estructuras de generación comparadas, sea que haya requerido o no el proceso de homologación.

La determinación del precio es una formulación dinámica y versátil, con el fin de proveer una alternativa flexible que pueda adaptarse a las diferentes estructuras tarifarias existentes.

Además, al hacer referencia a los precios de las diferentes opciones de compra existentes permite que el método de cálculo interopere con las demás metodologías, de modo que, si hay un cambio en alguna de ellas, tanto en su aplicación como en su diseño, se pueda aplicar sin necesidad de realizar ningún cambio en el presente instrumento.

Con el fin de no agregar un subíndice adicional, se entenderá que esta tarifa se determina para el periodo “t+1”, en el que estará vigente el ajuste tarifario. Es decir, si se va a realizar una estimación para el próximo periodo entonces este será el periodo “t+1”, y por consiguiente la fijación que se va a realizar aplicando esta fórmula será para dicho periodo, y por ello, cada uno de los precios homologados contemplados en $\{ PE1_{e,b,h,p}, PE2_{e,b,h,p}, PE3_{e,b,h,p}, \dots, PEn_{e,b,h,p} \}$ deberán ser para el periodo “t+1”⁶⁰.

3. Aplicación del método de cálculo

En la aplicación metodológica se determinará una tarifa máxima de compra-venta de excedentes y por consiguiente su reconocimiento económico máximo. Este precio de compra-venta de energía será por periodo horario y estacional entre

⁵⁹ Se refiere a los periodos estacionales que actualmente existen en la estructura tarifaria homologada, más cualquier otro bloque que se llegue a aprobar. Al momento de la emisión de la metodología existen aplicaciones trimestrales, anuales, y de periodos estacionales denominados temporada alta y baja.

⁶⁰ En caso de que se deban realizar fijaciones para periodos siguientes, se debe aplicar la misma fórmula de modo iterativo, es decir, lo que estaba asociado al periodo t, se convertiría en el periodo t+1 y así sucesivamente.

empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos y la empresa distribuidora, tal como lo define la Ley N° 10086. Esta tarifa deberá ser de conocimiento de los usuarios y empresas involucradas, y por medio de las solicitudes de información periódica que se remiten a la Aresep, se deberá informar el precio efectivo pagado por los excedentes en cada componente de la estructura homologada.

Para la aplicación de esta tarifa de compra-venta de excedentes se deberá seguir el procedimiento de participación ciudadana previsto en el artículo 36 de la Ley N° 7593, cuando se trate de fijaciones ordinarias o al procedimiento de consulta pública vigente en los casos de fijaciones extraordinarias. Esta participación podrá ser de manera presencial, virtual o según los medios que la ARESEP disponga y comunique oportunamente.

3.1. Aplicación en general y ajustes

De conformidad con el artículo 30 de la Ley N° 7593, las fijaciones tarifarias podrán ser de carácter ordinario, -que son aquellas que contemplan factores de costo e inversión, de conformidad con lo estipulado en el inciso b) del artículo 3 de dicha Ley, las cuales podrán ser realizadas de oficio- y extraordinarias, -que son aquellas que consideran variaciones importantes en el entorno económico, por caso fortuito

o fuerza mayor y cuándo se cumplan las condiciones de los modelos automáticos de ajuste, estas fijaciones tarifarias extraordinarios se realizarán de oficio-.

El presente método de cálculo se aplicará, de forma simultánea y en el mismo proceso ordinario o extraordinario según corresponda, para cualquier estudio de generación, aplicación de la metodología del costo variable de generación (CVG) o cualquier otra metodología que la sustituya, de oficio o a solicitud de parte de conformidad con el artículo 30 de la Ley N° 7593 ya citado. En el caso de los estudios a solicitud de parte, la empresa distribuidora deberá presentar el cálculo para la actualización de esta tarifa. Para cada empresa se obtendrá una tarifa máxima de compra-venta de excedentes de forma independiente.

En función de lo anterior, cada vez que cambie alguno de los precios de generación asociados a las opciones de compra de la empresa distribuidora, se debe realizar una actualización en la tarifa máxima de compra-venta de excedentes, dado que, el costo de oportunidad podría variar, y con él, la tarifa máxima correspondiente.

Aplica para las empresas distribuidoras y los PDER que operen sus sistemas de generación distribuida para autoconsumo bajo la modalidad de operación con entrega de excedentes definidos en la Ley N° 10086.

3.2. Aplicación por primera vez

Para la primera aplicación, la Intendencia de Energía tendrá un plazo de 10 días naturales para la elaboración y socialización de los formularios de información requerida y las empresas distribuidoras contarán con 15 días hábiles para la remisión de la información solicitada por la Intendencia de Energía; de tal forma que se plantea un plazo máximo conjunto de aproximadamente 30 días naturales a partir de la aprobación y publicación de la presente metodología en el diario oficial La Gaceta, para que las empresas distribuidoras envíen la información solicitada por la Intendencia de Energía, con el fin de aplicar el método de cálculo para la compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora.

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

En caso de que el método de cálculo de acceso ya se haya aplicado por primera vez al momento de aplicar este método de cálculo de compra-venta de excedentes, se deberá realizar, de modo excepcional, la actualización del cálculo de la tarifa de acceso. Dicha actualización deberá realizarse en conjunto con el método de cálculo de compra-venta de excedentes, debido a la implementación de la facturación neta.

Por su parte, de modo excepcional, si se requiere realizar la aplicación conjunta de ambas para cada empresa distribuidora, se realizarán los cálculos de la tarifa para la compra-venta de excedentes y la tarifa de acceso y se enviarán a audiencia pública los resultados obtenidos.

Para los efectos que se requiera, se utilizará la información de los pliegos tarifarios vigentes para el periodo tarifario que corresponde.

3.3. Vigencia de la tarifa de compra-venta de excedentes

La tarifa para la compra-venta de excedentes estará vigente hasta que se establezca un nuevo cálculo en la correspondiente fijación tarifaria.

3.4. Requerimientos de información

La Intendencia de Energía deberá emplear la información tarifaria aprobada para el periodo de cálculo, con lo cual se utilizará información interna de la ARESEP, de igual modo, en caso de requerir información de alguna empresa distribuidora o generador distribuido, la IE o el área interna de ARESEP encargada de fijar las tarifas con base en esta metodología elaborará los requerimientos de información necesarios para aplicar el instrumento. Como se desprende de lo expuesto anteriormente, la IE o el área interna de ARESEP encargada de fijar las tarifas con base en esta metodología tiene la facultad necesaria para solicitar la información que considere pertinente.

La Intendencia de Energía o área interna de Aresep que le corresponda fijar la tarifa de compra-venta de excedentes con base en este método de cálculo, deberá realizar la solicitud de información a cada una de las empresas eléctricas referente a los montos efectivamente pagados a los generadores distribuidos por los excedentes de energía vendidos. Para ello, debe desarrollar un ingresador de información donde se contemple como mínimo, los bloques utilizados, las fechas y periodos horarios de compra de excedentes, la cantidad de energía y/o potencia comprados y el monto pagado. Con esta información, la IE o área correspondiente debe verificar la correcta aplicación de la tarifa máxima en la compra-venta de excedentes por parte de la empresa distribuidora de energía respectiva.

Además, con esta información y la que considere necesaria, la IE o área correspondiente podrá realizar el proceso de seguimiento que considere pertinente para verificar el adecuado cumplimiento de los principios establecidos en la Ley N° 7593 y la Ley N°10086, con el fin de lograr los mayores beneficios para los usuarios y el SEN.

3.5. Suministro de información para la primera aplicación

Para la adecuada transición de la situación vigente a la propuesta, se solicitará a las empresas distribuidoras que conforme a las condiciones técnicas y operativas existentes, realicen las gestiones para el suministro de información necesaria y la aplicación de la tarifa de venta de excedentes, en los plazos que establezca la Intendencia de Energía, para su análisis y utilización en el estudio tarifario correspondiente, de conformidad con lo indicado en la sección “Aplicación por primera vez”.

4. Listado de fórmulas y variables

4.1. Listado de fórmulas

Fórmula No.	Descripción	Detalle de la fórmula
3.0	Precio de generación monómico para la empresa “e”, para el periodo horario “h” y el periodo estacional “p”. (colones/kWh)	$PGM_{e,h,p} = \frac{(PGE_{e,h,p} * CE_{e,h,p}) + (PGP_{e,h,p} * CP_{e,h,p})}{CE_{e,h,p}}$
3.1	Precio de venta de excedentes en el periodo “t+1”, para la compra de la empresa “e”, en el tipo de bloque “b”, para el periodo horario “h” y el periodo estacional “p”.	$PVE_{e,b,h,p} = \min\{ PO1_{e,b,h,p}, PO2_{e,b,h,p}, PO3_{e,b,h,p}, \dots, PON_{e,b,h,p} \}$

4.2. Listado de variables y subíndices

Variable	Definición
$PGM_{e,h,p}$	Precio de generación monómico para la empresa “e”, para el periodo horario “h” y el periodo estacional “p”. (colones/kWh)
$PGE_{e,h,p}$	Precio de generación de la energía para la empresa “e”, para el periodo horario “h” y el periodo estacional “p”. (colones/kWh)
$PGP_{e,h,p}$	Precio de generación de la potencia para la empresa “e”, para el periodo horario “h” y el periodo estacional “p”. (colones/kW)
$CE_{e,h,p}$	Cantidad de energía para la empresa “e”, para el periodo horario “h” y el periodo estacional “p”. (kWh)
$CP_{e,h,p}$	Cantidad de potencia para la empresa “e”, para el periodo horario “h” y el periodo estacional “p”. (kW)
$PVE_{e,b,h,p}$	Precio de venta de excedentes en el periodo “t+1”, para la compra de la empresa “e”, en el tipo de bloque “b”, para el periodo horario “h” y el periodo estacional “p”.
$PO1_{e,b,h,p}$	Precio homologado de la opción 1 en el periodo “t+1”, para la compra de la empresa “e”, en el tipo de bloque “b”, para el periodo horario “h” y el periodo estacional “p”.
$PO2_{e,b,h,p}$	Precio homologado de la opción 2 en el periodo “t+1”, para la compra de la empresa “e”, en el tipo de bloque “b”, para el periodo horario “h” y el periodo estacional “p”.

Variable	Definición
$PO3_{e,b,h,p}$	Precio homologado de la opción 3 en el periodo "t+1", para la compra de la empresa "e", en el tipo de bloque "b", para el periodo horario "h" y el periodo estacional "p".
$POn_{e,b,h,p}$	Precio homologado de la n-ésima opción en el periodo "t+1", para la compra de la empresa "e", en el tipo de bloque "b", para el periodo horario "h" y el periodo estacional "p".
e	Subíndice que representa cada empresa distribuidora que compra los excedentes. Es decir, cada una de las empresas distribuidoras a la cual se le fija la tarifa de excedentes.
b	Subíndice correspondiente a cada tipo de bloques tarifarios existentes en la estructura tarifaria homologada (tipo de bloque monómico, tipo de bloque binómico, entre otras).
h	Subíndice que representa cada uno de los periodos horarios existentes en la estructura tarifaria homologada (punta, valle, noche, fuera de punta, entre otras).
p	Subíndice que representa cada uno de los periodos estacionales existentes en la estructura tarifaria homologada (meses o trimestres de aplicación, temporada alta o baja).

CAPÍTULO 4: MÉTODO DE CÁLCULO PARA EL RECONOCIMIENTO DE LOS COSTOS, RENTABILIDAD, INVERSIONES Y CANON EN QUE INCURREN LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS PARA LA INTEGRACIÓN DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS AL SEN

1. Objetivos y alcance

1.1. Objetivos

El objetivo general de este método de cálculo es establecer una tarifa (T-DER) que les permita a las empresas eléctricas distribuidoras recuperar todos los costos e inversiones en que incurren para lograr una adecuada integración de los recursos energéticos distribuidos en su red de distribución y que no son propios de los procesos de interconexión y acceso, pues los costos de estos son cubiertos por las respectivas tarifas.

El desarrollo de este método de cálculo responde a la identificación de costos relacionados con la correcta operación de la red de distribución cuando se integran los recursos energéticos distribuidos.

Adicionalmente, se plantean los siguientes objetivos específicos:

- a) Establecer los criterios, fórmulas y demás condiciones necesarias para el cálculo y aplicación de esta tarifa.
- b) Cumplir con el mandato del artículo 7, inciso a) de la Ley N.º 10086 en cuanto al reconocimiento tarifario de los costos y beneficios de las inversiones, las cuales deben asignarse proporcionalmente a las actividades correspondientes.
- c) Evitar o minimizar la posibilidad de que se den subsidios cruzados a favor de los usuarios que posean o instalen recursos energéticos distribuidos y en detrimento del resto de los abonados y participantes en el SEN, según el mandato de los artículos 6 (incisos b y e) y 7 (inciso a) de la Ley N.º 10086.
- d) Permitir que se puedan recuperar los costos asociados con el canon de regulación de la actividad relacionada con los recursos energéticos distribuidos, el cual será cobrado por medio de la tarifa respectiva y trasladado por las empresas eléctricas distribuidoras a la ARESEP, según los mecanismos propios del canon de regulación del sector eléctrico.

1.2. Alcance

- a) La tarifa aplicable a los recursos energéticos distribuidos (TDER) interconectados a la red de distribución es el monto que las diferentes empresas eléctricas distribuidoras le cobrarán mensualmente a los propietarios de los recursos energéticos distribuidos (PDER) por cada kW instalado.
- b) Constituye un procedimiento asociado a las fijaciones tarifarias ordinarias y extraordinarias del sistema de distribución de energía eléctrica de conformidad con el artículo 30 de la Ley N.º 7593.
- c) La tarifa se aprobará para todas las empresas eléctricas distribuidoras, preferentemente junto con las tarifas del sistema de distribución, para minimizar la posibilidad de que se dupliquen costos o inversiones.
- d) La respectiva tarifa debe ser cubierta por todos los PDER interconectados a la red de distribución de cada empresa eléctrica distribuidora, en proporción a la capacidad instaladas de DER que posean, independientemente de su naturaleza.
- e) La tarifa también permite recuperar los costos asociados con el canon de regulación, según los términos indicados

- f) El método de cálculo de T-DER será parte de las fijaciones tarifarias que se realizan a todas las empresas distribuidoras y deberá consignarse en el pliego tarifario del sistema de distribución.

2. Modelo de cálculo

En esta sección se establece el proceso de cálculo de la tarifa mensual por kW de capacidad instalada para los propietarios de recursos energéticos distribuidos de forma que permita a las empresas eléctricas distribuidoras recuperar todos los costos e inversiones en que incurren para lograr una adecuada integración de los recursos energéticos distribuidos en la red de distribución.

Esta tarifa considera únicamente los costos e inversiones (incluidos los costos de regulación) necesarios, indispensables y justificados para la integración adecuada de los recursos energéticos distribuidos a la red de distribución más un monto de rédito para el desarrollo con el objetivo de fomentar la integración de los recursos energéticos distribuidos.

Para esto, el método de cálculo utilizará, como insumo para su aplicación, la información financiera contable aportada a la Aresep por las empresas distribuidoras de energía eléctrica, proveniente de los Estados Financieros auditados y homologados a la contabilidad regulatoria según los formatos y plazos establecidos por la Intendencia de Energía o el área interna de ARESEP encargada de fijar las tarifas con base en esta metodología. En caso de que se emplee otra información distinta a la incluida en los Estados Financieros, se requiere justificar el motivo de su inclusión e indicar cuál es la fuente de la información.

Para los fines de este método de cálculo, la Intendencia de Energía o el área interna de ARESEP encargada de fijar las tarifas debe analizar, valorar y establecer, conforme al artículo 32 de la Ley N.º 7593 y bajo los principios de proporcionalidad, razonabilidad y servicio al costo, los costos e inversiones que corresponden, única y exclusivamente al servicio público regulado.

Las solicitudes para las fijaciones de tarifas objeto de la aplicación de la metodología ordinaria serán sometidas al proceso de audiencia pública, con los plazos y requisitos de este tipo de proceso de acuerdo con los artículos 36 y 37 de la Ley N.º 7593 y sus reformas, tanto para las solicitudes planteadas por los prestadores del servicio u otros actores facultados por la Ley, como para las aplicaciones de oficio por parte de la Aresep.

Por su parte, las fijaciones extraordinarias se deben someter al proceso de consulta pública como mecanismo de participación ciudadana, mediante la aplicación del procedimiento establecido en el artículo 361 de la Ley General de Administración Pública o el que se encuentre vigente para consultas públicas de la Autoridad Reguladora.

2.1. Fórmula General

La fórmula general de aplicación del método de cálculo es la siguiente.

$$\text{TDER}_{e,t+1} = \frac{\text{COMA}_{e,t+1} + (\text{R}_{e,t+1} * \text{BT}_{e,t+1}) + \text{CregDER}_{e,t+1}}{\text{N} * \text{CI}_{e,t+1}} \quad (\text{Fórmula 4. 1})$$

Donde:

- $\text{TDER}_{e,t+1}$ = Tarifa mensual de los recursos energéticos distribuidos para la empresa “e” en el periodo “t+1”, por cada kW de capacidad instalada (colones/kW).
- $\text{COMA}_{e,t+1}$ = Costos de operación, mantenimiento y administrativos relacionados con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa “e” durante el periodo “t+1”. Ver la sección 2.2. denominada “Costos de operación, mantenimiento y administrativos (COMA)”.
- $\text{R}_{e,t+1}$ = Tasa de rédito para el desarrollo para la empresa “e” en el periodo “t+1”. Ver la sección 2.3. denominada “Tasa de rédito para el desarrollo (R)”.
- $\text{BT}_{e,t+1}$ = Base tarifaria de la empresa “e” en el periodo “t+1”. Ver la sección 2.4. denominada “Base tarifaria (BT)”.
- $\text{CregDER}_{e,t+1}$ = Canon regulación vigente para la empresa “e” en el periodo “t+1” (monto absoluto). Monto autorizado como pago por los servicios de regulación de los recursos energéticos distribuidos. Ver la sección 2.5. denominada “Canon de regulación (CregDER)”.
- $\text{CI}_{e,t+1}$ = Capacidad instalada promedio mensual de los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución de la empresa “e” en el periodo “t+1”, en kW. Ver la sección 2.6. denominada “Capacidad instalada (CI)”.
- N = Cantidad de meses considerados en el periodo de la información financiero-contable.
- e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

t+1 = Periodo en el que estará vigente la tarifa.

La tarifa resultante será aplicable en cada empresa eléctrica distribuidora a todos los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución de cada empresa eléctrica distribuidora, como un cobro mensual por cada kW instalado.

2.2. Costos de operación, mantenimiento y administrativos (COMA)

Son los Costos de Operación, Mantenimiento y Administrativos ($COMA_{e,t+1}$) indispensables y asociados a los recursos energéticos distribuidos, corresponden a la suma de los costos en que incurre la empresa distribuidora para una adecuada integración de los recursos energéticos distribuidos a su sistema de distribución. Todos los costos y gastos deben ser justificados de tal manera que correspondan a las actividades incluidas en la Ley N.º 10086 y además cumplir con los criterios establecidos en el artículo 32 de la Ley N.º 7593. Los componentes del $COMA_{e,t+1}$ se detallan en la siguiente fórmula:

$$COMA_{e,t+1} = COMAD_{e,t+1} + COMAA_{e,t+1} \quad (\text{Fórmula 4. 2})$$

Donde:

$COMA_{e,t+1}$ = Costos de operación, mantenimiento y administrativos relacionados con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa “e” durante el periodo “t+1”.

$COMAD_{e,t+1}$ = Costos de operación, mantenimiento y administrativos directos relacionados con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa “e” durante el periodo “t+1”. Ver la sección 2.2.1. denominada “Costos de operación, mantenimiento y administrativos directos (COMAD)”.

$COMAA_{e,t+1}$ = Costos de operación, mantenimiento y administrativos asignados relacionados con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa “e” durante el periodo “t+1”. Corresponde a una asignación proporcional de los costos de operación, mantenimiento y administrativos efectuados por las empresas distribuidoras para la operación del sistema de distribución. Ver la sección 2.2.2. denominada “Costos de operación, mantenimiento y administrativos asignados (COMAA)”.

- e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.
t+1 = Periodo en el que estará vigente la tarifa.

2.2.1 Costos de operación, mantenimiento y administrativos directos (COMAD)

Son los Costos de Operación, Mantenimiento y Administrativos incurridos directamente por las empresas eléctricas distribuidoras e indispensables para una adecuada integración de los recursos energéticos distribuidos y que no son propios de los procesos de interconexión y acceso, pues los costos de estos son cubiertos por las respectivas tarifas. Todos los costos y gastos deben ser justificados de tal manera que correspondan a las actividades incluidas en la Ley N.º 10086 y además cumplir con los criterios establecidos en el artículo 32 de la Ley N.º 7593.

Se calcula como la suma de los costos asociados a esta actividad, según los siguientes rubros:

$$\text{COMAD}_{e,t+1} = \text{SAS}_{e,t+1} + \text{MSU}_{e,t+1} + \text{DEP}_{e,t+1} + \text{TRA}_{e,t+1} + \text{VIA}_{e,t+1} + \text{CON}_{e,t+1} + \text{OTR}_{e,t+1} \quad (\text{Fórmula 4.3})$$

Donde:

- COMAD_{e,t+1} = Costos de operación, mantenimiento y administrativos directos relacionados con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa “e” durante el periodo “t+1”.
- SAS_{e,t+1} = Costos por concepto de salarios y cargas sociales relacionados directamente con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa “e” durante el periodo “t+1”.
- MSU_{e,t+1} = Costos en materiales y suministros relacionados directamente con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa “e” durante el periodo “t+1”.
- DEP_{e,t+1} = Costos por depreciación de los activos relacionados directamente con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa “e” durante el periodo “t+1”. Considera los activos incluidos en la variable relacionada con la base tarifaria de inversiones directas (BTD).

- $TRA_{e,t+1}$ = Costos por transporte relacionados directamente con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa “e” durante el periodo “t+1”.
- $VIA_{e,t+1}$ = Costos por concepto de viáticos relacionados directamente con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa “e” durante el periodo “t+1”.
- $CON_{e,t+1}$ = Costos por contratos con terceros relacionados directamente con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa “e” durante el periodo “t+1”.
- $OTR_{e,t+1}$ = Otros costos o montos netos relacionados directamente con los recursos energéticos distribuidos contemplados en la Ley N.º 10086, su reglamento y resto de la normativa técnica que derivan de esta ley, que no estén contemplados en los rubros anteriores, debidamente justificados por la empresa y avalados por la ARESEP, en colones, para la empresa “e” durante el periodo “t+1”.
- e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.
- t+1 = Periodo en el que estará vigente la tarifa.

Cuando aplique, para cada uno de los rubros de costos y gastos incluidos en la variable Costos de Operación, Mantenimiento y Administrativos directos se aplicarán los criterios de depuración, estimación y proyección indicados en el Capítulo VII de la “Metodología Tarifaria Ordinaria para el Servicio de Distribución de Energía Eléctrica Brindado por Operadores Públicos y Cooperativas de Electrificación Rural”, aprobada mediante la Resolución RJD-139-2015 del 27 de julio de 2015, publicada en el Alcance Digital N.º 63 de La Gaceta N.º 154 del 10 de agosto de 2015 y sus reformas, o la metodología que la sustituya.

Cualquier incorporación de un nuevo costo deberá ser justificado de acuerdo con lo indicado en la Ley N.º 10086 y su reglamento. En este caso, la Intendencia de Energía o el área interna de ARESEP encargada de fijar las tarifas deberá realizar el análisis respectivo y evaluar la naturaleza del costo y su magnitud antes de incorporarlo en los cálculos respectivos. En todo caso, esta justificación debe incluir un análisis de la eficiencia propia de la actividad que ocasiona el respectivo costo.

De presentarse algunos beneficios directos o indirectos derivados de la integración de los recursos energéticos distribuidos al SEN, y que no se han considerado en las otras tarifas del sector, estos montos se incorporan a la variable OTR de forma que se obtenga el saldo neto de otros costos menos los beneficios. Estos montos serán

En el caso de que no aplique alguno de los rubros de costos o cuando dos o más de estos rubros de costos estén mezclados entre sí, así se indicará en los cálculos correspondientes, con la debida justificación.

2.2.2. Costos de operación, mantenimiento y administrativos asignados (COMAA)

Corresponde a una asignación de los Costos de operación, mantenimiento y administrativos efectuados por la empresa distribuidora para la operación de la red de distribución.

La fórmula para determinar los Costos de operación, mantenimiento y administrativos asignados es la siguiente.

$$\text{COMAA}_{e,t+1} = (\text{COMASD}_{e,t+1} * \text{PI}_{e,t+1}) + \text{DEPIP}_{e,t+1} \quad \text{(Fórmula 4.4)}$$

Donde:

$\text{COMAA}_{e,t+1}$ = Costos de operación, mantenimiento y administrativos asignados relacionados con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa “e” durante el periodo “t+1”. Corresponde a una asignación proporcional de los costos de operación, mantenimiento y administrativos efectuados por las empresas distribuidoras para la operación del sistema de distribución.

$\text{COMASD}_{e,t+1}$ = Costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de energía de la empresa “e” en el periodo “t+1”. Ver fórmula 4.5.

$\text{PI}_{e,t+1}$ = Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución respecto a los ingresos totales generados por la empresa “e” y sus PDER para el periodo “t+1”. Ver fórmula 4.6.

$\text{DEPIP}_{e,t+1}$ = Costo por concepto de la depreciación de los activos relacionados con la Inversión específica realizada para cubrir alguna necesidad particular relacionada con los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de

distribución, pero que no puede asignarse exclusivamente a esta actividad de la empresa “e” en el periodo “t+1”. Se vincula con las Inversiones específicas realizadas para cubrir alguna necesidad particular relacionada con los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución (IP) considerada en la fórmula 4.9.

e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

t+1 = Periodo en el que estará vigente la tarifa.

Donde la variable “Costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de energía de la empresa” (COMASD) se define de la siguiente forma:

$$\text{COMASD}_{e,t+1} = \text{COMA} - \text{CEP} - \text{Peaje} - \text{DEPIP}_{e,t+1} - \text{Cre}\xi \quad (\text{Fórmula 4.5})$$

Donde:

$\text{COMASD}_{e,t+1}$ = Costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de energía de la empresa “e” en el periodo “t+1”.

COMA = Costos y gastos totales de operación, mantenimiento y administración, así como, otros costos en que incurran los operadores para brindar el servicio. Corresponde al COMA de la Fórmula 18 del instrumento regulatorio denominado “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas”, resolución RJD-139-2015, publicada en el Alcance N.º 3 de La Gaceta N.º 154 del 10 de octubre del 2015 y sus reformas o la metodología que la sustituya.

CEP = Costo por compras de energía y potencia total. Corresponde a la variable “Costo por compras de energía y potencia total” (CEP) del instrumento regulatorio denominado “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas”, resolución RJD-139-2015, publicada en el Alcance N.º 3 de La Gaceta N.º 154 del 10 de octubre del 2015 y sus reformas o la metodología que la sustituya.

- Peaje = Costo por el transporte de energía. Corresponde a la variable “Costo por el transporte de energía” (Peaje) del instrumento regulatorio denominado “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas”, resolución RJD-139-2015, publicada en el Alcance N.º 3 de La Gaceta N.º 154 del 10 de octubre del 2015 y sus reformas o la metodología que la sustituya.
- DEPIP_{e,t+1} = Costo por concepto de la depreciación de los activos relacionados con la Inversión específica realizada para cubrir alguna necesidad particular relacionada con los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución, pero que no puede asignarse exclusivamente a esta actividad de la empresa “e” en el periodo “t+1”. Se vincula con las Inversiones específicas realizadas para cubrir alguna necesidad particular relacionada con los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución (IP) considerada en la fórmula 4.9.
- Creg = Canon de regulación. Corresponde a la variable “Canon de regulación” (Creg) del instrumento regulatorio denominado “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas”, resolución RJD-139-2015, publicada en el Alcance N.º 3 de La Gaceta N.º 154 del 10 de octubre del 2015 y sus reformas o la metodología que la sustituya.
- e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.
- t+1 = Periodo en el que estará vigente la tarifa.

En el caso de que no se cuente con la información para las anteriores variables para el periodo “t+1”, se podrán emplear los datos del último periodo disponible, correspondiente a la última fijación tarifaria aprobada por Aresep para la respectiva empresa eléctrica distribuidora.

Por su parte, para la determinación del “Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos” (PI_{e,t+1}) se emplea la siguiente fórmula.

$$PI_{e,t+1} = \frac{IDER_{e,t+1}}{IV_{e,t+1} + IDER_{e,t+1}} * 100 \quad (\text{Fórmula 4.6})$$

Donde:

$PI_{e,t+1}$ = Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución respecto a los ingresos totales generados por la empresa "e" y sus PDER para el periodo "t+1".

$IDER_{e,t+1}$ = Ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución de la empresa "e" para el periodo "t+1". Estos se calcularán tomando en cuenta los ingresos totales de los PDER; es decir, tanto los ingresos por venta de excedentes de energía y potencia, la provisión de servicios auxiliares o cualquier otro servicio que pueda suministrar, así como el monto de la energía autogenerada y consumida por los PDER valorada al precio promedio ponderado al cual la respectiva empresa distribuidora adquiere la energía que distribuye, considerando tanto la generación propia como la compra a terceros.

$IV_{e,t+1}$ = Ingresos por ventas de energía y potencia a usuarios de la red de distribución de energía por la empresa "e" para el periodo "t+1". Corresponde a la variable "Ingresos por ventas de energía y potencia a usuarios" (Iv) de la fórmula 10 del instrumento regulatorio denominado "Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas", resolución RJD-139-2015, publicada en el Alcance N.º 3 de La Gaceta N.º 154 del 10 de octubre del 2015 y sus reformas o la metodología que la sustituya.

e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

t+1 = Periodo en el que estará vigente la tarifa.

En el caso de que no se cuente con la información para la variable $IV_{e,t+1}$ para el periodo "t+1", se podrán emplear los datos del último periodo disponible, correspondiente a la última fijación tarifaria aprobada por Aresep para la respectiva empresa eléctrica distribuidora.

Los costos de esta sección no deben incluirse en la fijación tarifaria realizada mediante la "Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas", resolución RJD-139-2015, publicada en el Alcance N.º 3 de La Gaceta N.º 154 del 10 de octubre del 2015 y sus reformas o la metodología que la sustituya; en otras palabras, no debe realizarse la duplicación o doble reconocimiento de los costos.

2.3. Tasa de rédito para el desarrollo (R)

La tasa de rédito para el desarrollo corresponderá a un valor máximo que se otorga con el objetivo de brindar al prestador recursos que permitan una retribución competitiva y garantizar la adecuada integración de los DER. El máximo de la tasa de rédito para el desarrollo ($R_{e,t+1}$) se calculará de acuerdo con el procedimiento detallado en el Capítulo VII, Sección 4 de la “Metodología Tarifaria Ordinaria para el Servicio de Distribución de Energía Eléctrica Brindado por Operadores Públicos y Cooperativas de Electrificación Rural”, aprobada mediante la Resolución RJD-139-2015 del 27 de julio de 2015, publicada en el Alcance Digital N.º 63 de La Gaceta N.º 154 del 10 de agosto de 2015 y sus reformas o la metodología que la sustituya.

Para la determinación de esta variable se utilizarán los parámetros, datos y criterios considerados en la última fijación tarifaria del sistema de distribución de la respectiva empresa distribuidora para el respectivo año (o el año más reciente), de tal forma que el valor resultante sea el mismo que el utilizado en esa fijación tarifaria.

Si la fijación tarifaria para el reconocimiento de los costos e inversiones asociados a la integración de los recursos energéticos distribuidos se realiza simultáneamente con las tarifas del sistema de distribución; en la fijación tarifaria de los DER se empleará como máximo, la tasa de rédito para el desarrollo que resulte de la fijación tarifaria para el sistema de distribución.

La tasa de rédito para el desarrollo o rendimiento se establece como un valor máximo, donde cada una de las empresas distribuidoras podrán valorar si solicitan, en las fijaciones tarifarias que tramiten ante la Aresep, que se les reconozca un monto menor de la tasa de rédito para el desarrollo, después de realizar una valoración técnica de diferentes aspectos de su gestión.

2.4. Base tarifaria (BT)

La Base Tarifaria ($BT_{e,t+1}$) asociada a los recursos energéticos distribuidos es la suma de todas las inversiones efectuadas por la empresa distribuidora para una adecuada integración de los recursos energéticos distribuidos a su sistema de distribución.

Incluyen inversiones tales como la adquisición de sistemas de control especializados como ADMS⁶¹ y las inversiones adicionales en la red de distribución destinados exclusivamente al desarrollo de los DER.

La base tarifara se calcula según el siguiente detalle:

$$\mathbf{BT_{e,t+1} = BTD_{e,t+1} + BTA_{e,t+1}} \quad \mathbf{(Fórmula 4.7)}$$

Donde:

- $BT_{e,t+1}$ = Base tarifaria de la empresa “e” en el periodo “t+1”.
- $BTD_{e,t+1}$ = Base tarifaria de inversiones directas de la empresa “e” en el periodo “t+1”. Ver la sección 2.4.1. denominada “Base tarifaria directa (BTD)”.
- $BTA_{e,t+1}$ = Base tarifaria asignada de inversiones para el servicio de distribución de energía de la empresa “e” en el periodo “t+1”. Corresponde a una asignación proporcional de las inversiones efectuadas por las empresas eléctrica distribuidoras para la operación del sistema de distribución. Ver la sección 2.4.2. denominada “Base tarifaria asignada (BTA)”.
- e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.
- t+1 = Periodo en el que estará vigente la tarifa.

Las inversiones de esta sección no deben incluirse en la fijación tarifaria realizada mediante la “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas”, resolución RJD-139-2015, publicada en el Alcance N.º 3 de La Gaceta N.º 154 del 10 de octubre del 2015 y sus reformas o la metodología que la sustituya; en otras palabras, no debe realizarse la duplicación o doble reconocimiento de las inversiones.

⁶¹ ADMS: siglas de “Advanced Distribution Management System” o sistema avanzado de gestión de la distribución.

2.4.1. Base tarifaria directa (BTD)

Corresponde a todas las inversiones efectuadas directamente por las empresas distribuidoras para una adecuada integración y fomento de los recursos energéticos distribuidos. La base tarifaria directa se obtiene de la siguiente forma.

$$\mathbf{BTD_{e,t+1} = AFNORP_{e,t+1}} \quad \mathbf{(Fórmula 4.8)}$$

Donde:

$BTD_{e,t+1}$ = Base tarifaria de inversiones directas de la empresa “e” en el periodo “t+1”.

$AFNORP_{e,t+1}$ = Activo fijo neto en operación revaluado promedio de la empresa “e” en el periodo “t+1” incluyendo todos los activos directamente relacionados con los recursos energéticos distribuidos. Se determina según el proceso indicado en el Capítulo VII, sección 5.1 denominada “Activo fijo neto en operación revaluado promedio” del instrumento regulatorio denominado “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas”, resolución RJD-139-2015, publicada en el Alcance N.º 3 de La Gaceta N.º 154 del 10 de octubre del 2015 y sus reformas o la metodología que la sustituya.

e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

t+1 = Periodo en el que estará vigente la tarifa.

Las inversiones de esta sección no deben incluirse en la fijación tarifaria realizada mediante la “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas”, resolución RJD-139-2015, publicada en el Alcance N.º 3 de La Gaceta N.º 154 del 10 de octubre del 2015 y sus reformas o la metodología que la sustituya; en otras palabras, no debe realizarse la duplicación o doble reconocimiento de las inversiones.

2.4.2. Base tarifaria asignada (BTA)

Corresponde a una asignación proporcional de las inversiones efectuadas por las empresas distribuidoras para operar el sistema de distribución de energía. La base tarifaria indirecta se obtiene de la siguiente forma.

$$\mathbf{BTA_{e,t+1} = (BTSD_{e,t+1} - IP_{e,t+1}) * PI_{e,t+1} + IP_{e,t+1}} \quad \mathbf{(F\acute{o}rmula 4.9)}$$

Donde:

$BTA_{e,t+1}$ = Base tarifaria asignada de inversiones para el servicio de distribución de energía de la empresa “e” en el periodo “t+1”. Corresponde a una asignación proporcional de las inversiones efectuadas por las empresas eléctrica distribuidoras para la operación del sistema de distribución.

$BTSD_{e,t+1}$ = Base tarifaria para el servicio de distribución de energía de la empresa “e” en el periodo “t+1”. Corresponde a la base tarifaria definida mediante el instrumento regulatorio denominado “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas”, resolución RJD-139-2015, publicada en el Alcance N.º 3 de La Gaceta N.º 154 del 10 de octubre del 2015 y sus reformas o la metodología que la sustituya.

$IP_{e,t+1}$ = Inversión específica realizada para cubrir alguna necesidad particular relacionada con los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución, pero que no puede asignarse exclusivamente a esta actividad, para la empresa “e” para el periodo "t+1". Corresponde a la proporción de la respectiva inversión que sí es posible asignar a la tarifa TDER, según valoraciones específicas para cada inversión o subgrupo de ellas.

$PI_{e,t+1}$ = Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución respecto a los ingresos totales generados por la empresa “e” para el periodo "t+1". Ver fórmula 4.6.

e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

t+1 = Periodo en el que estará vigente la tarifa.

Las inversiones asignadas de forma proporcional en este método de cálculo no deben incluirse en el cálculo de la base tarifaria realizado mediante la “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas”, resolución RJD-139-2015, publicada en el Alcance N.º 3 de La Gaceta N.º 154 del 10 de octubre del 2015 y sus reformas o la metodología que la sustituya; en otras palabras, no debe realizarse la duplicación o doble reconocimiento de las inversiones.

En el caso de las Inversiones proporcionales ($IP_{e,t+1}$), para que puedan ser incluidas en la base tarifaria, la empresa eléctrica distribuidora debe demostrar que se trata de una inversión que es consecuencia directa de la integración de recursos energéticos distribuidos a su red de distribución, pero que también afecta al resto de sus abonados o usuarios. En este caso, debe incluirse un análisis que determine qué proporción del valor del activo debe ser asignado a la tarifa TDER, para garantizar que no se den subsidios cruzados que beneficien injustificadamente a los usuarios que posean o instalen recursos energéticos distribuidos, según lo establecido en los artículos 6.e y 7.a de la Ley N.º 10086.

Para evitar duplicidad de costos o subsidios cruzados, estas inversiones no deben ser consideradas como parte de la variable $BTSD_{e,t+1}$ dejando dentro de esta base tarifaria, solo la proporción de la inversión que sí puede asignarse a la tarifa del Sistema de Distribución.

2.5. Canon de regulación (CregDER)

El canon de regulación (CregDER) corresponde a la variable que cubre los costos relacionados con la regulación de los recursos energéticos distribuidos, según la metodología que se tenga aprobada para estos efectos, por parte de la Contraloría General de la República y la ARESEP.

El monto total del canon relacionado con los recursos energéticos distribuidos se distribuye entre las empresas distribuidoras según la participación relativa de la capacidad instalada de los propietarios de recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución de la empresa “e” respecto de la capacidad instalada total en recursos energéticos distribuidos, según los criterios y metodologías que se tengan aprobados para estos efectos.

Es obligación de las empresas eléctricas distribuidoras recuperar y trasladar a la Aresep los montos del canon de regulación de los recursos energéticos distribuidos obtenidos a través del cobro de esta tarifa, de acuerdo con los criterios y procedimientos establecidos en la normativa de cánones vigente.

2.6. Capacidad instalada (CI)

La capacidad instalada de los recursos energéticos distribuidos es la suma de las capacidades instaladas por todos los PDER de cada empresa distribuidora, medida en kW. La fórmula utilizada para determinar la capacidad instalada de cada periodo utilizado para llevar a cabo la proyección es la siguiente:

$$CI_e = \frac{\sum_{n=1}^y \sum_{w=1}^m CI_{e,w,n}}{y} \quad \text{(Fórmula 4.10)}$$

Donde:

- CI_e = Capacidad instalada promedio mensual de los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución de la empresa “e”, en kW.
- $CI_{e,w,n}$ = Capacidad instalada de cada uno de los propietarios de recursos energéticos distribuidos “w” interconectados a la red de distribución de la empresa “e” para cada mes “n”, en kW.
- w = Cada uno de los propietarios de recursos energéticos distribuidos (PDER) interconectados a la red de distribución de la empresa “e”.
- m = Cantidad total de propietarios de recursos energéticos distribuidos (PDER) interconectados a la red de distribución de la empresa “e”.
- n = Cada uno de los meses del periodo.
- y = Cantidad total de meses del periodo.
- e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.

Para estimar $CI_{e,t+1}$ (necesaria para la fórmula 4.1) se procede a proyectar la información obtenida con la fórmula 4.10. Las proyecciones se realizan mediante técnicas estadísticas o econométricas, basadas en datos históricos sobre la capacidad instalada de cada empresa para los últimos años. Para estos efectos se estimará el dato para el mismo periodo en el que estará vigente la tarifa.

Para esto, debe realizarse un análisis estructural de los datos para determinar el periodo definitivo por utilizar. Para las estimaciones se utiliza un software estadístico especializado en el análisis y proyección de series de tiempo y los criterios técnicos correspondientes. Las proyecciones resultantes deben justificarse y cumplir con los criterios estadísticos y econométricos que se establecen con base en la ciencia, técnica y lógica; tal y como lo establece la Ley General de la Administración Pública.

3. Actualización del canon de regulación por vía extraordinaria (CregDER)

El monto por concepto de canon de regulación a pagar a la ARESEP por la regulación de los recursos energéticos distribuidos es el calculado según los criterios aprobados por la Contraloría General de la República (CGR).

Las tarifas vigentes deberán ajustarse extraordinariamente cuando el canon de regulación cambie por un ajuste debidamente aprobado por la Contraloría General de la República. Con ello, se busca dar cumplimiento a lo establecido por la misma Contraloría General de la República mediante los oficios 1463 de fecha 12 de febrero del año 2010 y DFOE-ED-0996 de 15 de diciembre de 2010. En este último oficio se indica lo siguiente:

“es el criterio actual de esta Contraloría General, que corresponde a esa Autoridad Reguladora realizar los cálculos pertinentes para ajustar las tarifas de los servicios públicos, ajustándose a lo establecido en el artículo 30 de la Ley Reguladora de los Servicios Públicos N.º 7593, en cuanto establece que las fijaciones de tarifas de carácter ordinario, al contemplar variaciones de los factores de costo e inversión, deben ser realizadas de oficio por la propia Autoridad Reguladora. Para cumplir con lo antes indicado, esa Autoridad Reguladora deberá documentar, formalizar e implementar las metodologías necesarias, cuya aplicación será objeto de fiscalización por parte de este órgano contralor, a partir del cobro que hará la ARESEP del canon de regulación correspondiente al periodo 2012”.

Lo anterior significa que, una vez que la Contraloría General de la República haya aprobado un nuevo monto de canon de regulación a pagar a la ARESEP, de oficio se deben ajustar los precios y tarifas de los servicios públicos regulados, reconociendo en este procedimiento extraordinario el cambio del valor entre el canon vigente y el nuevo aprobado por la Contraloría. Por tanto, para efectos del presente método de cálculo, los precios de los servicios públicos regulados se actualizarán vía extraordinaria cada vez que la Contraloría General de la República apruebe un nuevo monto de cánones que afecte a los recursos energéticos distribuidos y este sea debidamente publicado en el diario oficial La Gaceta.

Esta actualización por vía extraordinaria implica que el ajuste de los cánones autorizado por la Contraloría General de la República se constituye en un hecho generador del procedimiento extraordinario cuyo único gasto que se actualizará en los cálculos tarifarios es el nuevo monto de los cánones aprobados, según se detalla en la siguiente sección. Otros hechos que la Ley N.º 7593 incluye como generadores para iniciar un procedimiento extraordinario de ajuste de tarifas, se aplicarán según corresponda.

3.1. Determinación del porcentaje del ajuste en las tarifas por ajuste en el canon para el procedimiento de fijación tarifaria extraordinaria

Para la determinación del ajuste porcentual en las tarifas para el periodo en que entrará a regir la nueva fijación tarifaria extraordinaria, se aplicarán las siguientes dos etapas: a) Se calcula el monto absoluto de los recursos adicionales requeridos para cubrir el cambio en el monto del canon y b) Se determina el porcentaje de ajuste requerido para cubrir el cambio en el monto del canon.

3.1.1. Determinación del ajuste requerido en términos absolutos, procedimiento extraordinario

$$\Delta TDER_{e,t+1} = \frac{CregDERN_{e,t+1} - CregDER_{e,t+1}}{N * CI_{e,t+1}} \quad (\text{Fórmula 4.11})$$

Donde:

- $\Delta TDER_{e,t+1}$ = Cambio absoluto mensual requerido en las tarifas aprobadas para la empresa “e” en el periodo “t+1” por kW de capacidad instalada por concepto de actualización de canon.
- $CregDERN_{e,t+1}$ = Nuevo canon de regulación autorizado para la empresa “e” para el periodo “t+1” (monto absoluto).
- $CregDER_{e,t+1}$ = Canon regulación vigente para la empresa “e” en el periodo “t+1” (monto absoluto). Monto autorizado como pago por los servicios de regulación de los recursos energéticos distribuidos. Ver la sección 2.5. denominada “Canon de regulación (CregDER)”.
- $CI_{e,t+1}$ = Capacidad instalada promedio mensual de los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución de la empresa “e” en el periodo “t+1”, en kW. Ver la sección 2.6. denominada “Capacidad instalada (CI)”.
- N = Cantidad de meses considerados en el periodo de la información financiero-contable.
- e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado
- $t+1$ = Periodo en el que estará vigente la tarifa.

3.1.2. Determinación del ajuste porcentual requerido, procedimiento extraordinario

$$\%TDER_{e,t+1} = \frac{\Delta TDER_{e,t+1}}{TDER_{e,t+1}} * 100 \quad (\text{Fórmula 4.12})$$

Donde:

$\%TDER_{e,t+1}$ = Ajuste porcentual requerido en las tarifas vigentes para la empresa “e” para el periodo “t+1” por concepto de actualización del canon de regulación.

$\Delta TDER_{e,t+1}$ = Cambio absoluto mensual requerido en las tarifas aprobadas para la empresa “e” en el periodo “t+1” por kW de capacidad instalada por concepto de actualización de canon (colones/kW).

$TDER_{e,t+1}$ = Tarifa mensual de los recursos energéticos distribuidos para la empresa “e” en el periodo “t+1” por cada kW de capacidad instalada (colones/kW).

e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado

t+1 = Periodo en el que estará vigente la tarifa.

3.2. Determinación de la tarifa por ajuste del canon de regulación, procedimiento extraordinario

$$NTDER_{e,t+1} = TDER_{e,t+1} * \%TDER_{e,t+1} \quad (\text{Fórmula 4.13})$$

Donde:

$NTDER_{e,t+1}$ Nueva tarifa mensual de los recursos energéticos distribuidos para la empresa “e” en el periodo “t+1” por cada kW de capacidad instalada (colones/kW) con ajuste del canon de regulación.

$TDER_{e,t+1}$ = Tarifa mensual de los recursos energéticos distribuidos para la empresa “e” en el periodo “t+1” por cada kW de capacidad instalada (colones/kW).

$\%TDER_{e,t+1}$ = Ajuste porcentual requerido en las tarifas vigentes para la empresa “e” para el periodo “t+1” por concepto de actualización del canon de regulación.

- e = Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado
- t+1 = Periodo en el que estará vigente la tarifa.

Para estos efectos, las nuevas tarifas estarán vigentes por el periodo que la Intendencia de Energía defina como necesario para compensar los ajustes en el respectivo canon.

4. Aplicación del método de cálculo

4.1. Aplicación general y ajustes

El presente método de cálculo será de aplicación ordinaria de oficio o a solicitud de parte, de conformidad con el artículo 30 de la Ley N.º 7593. Para cada empresa distribuidora se establecerá una tarifa independiente de conformidad con la información suministrada, por lo cual, en el cálculo tarifario se utilizarán únicamente los datos respectivos de cada empresa distribuidora. El componente de costo relacionado con el canon de regulación podrá ajustarse siguiendo los procedimientos de fijación tarifaria extraordinaria previstos en la Ley N.º 7593.

De acuerdo con los criterios y principios regulatorios contemplados en las Leyes N.º 7593 y N.º 10086, todos los rubros de costos e inversiones contemplados en este método de cálculo deben ser depurados de tal forma que se garantice que no se den subsidios cruzados entre las tarifas del sistema de distribución y esta tarifa T-DER, y que cada tipo de servicio cubra sus costos según el servicio prestado.

Este método de cálculo genera una tarifa (T-DER) que se cobrará mensualmente a los propietarios de recursos energéticos distribuidos (PDER) por cada kW de capacidad instalada que posea, con el objetivo de resarcir a la empresa eléctrica distribuidora por los costos e inversiones en que incurren para la adecuada integración de los recursos energéticos distribuidos en la red de distribución más un rédito para el desarrollo de la actividad; por tanto, la aplicación de este método de cálculo está ligado a los procesos de fijación tarifaria de la distribución de energía eléctrica.

Para estos efectos, y según lo establecido en la Ley N.º 10086 (art. 1), para el cálculo de la respectiva tarifa de cada una de las empresas eléctricas distribuidoras se considerarán los costos e inversiones eficientes relacionadas con las actividades de acceso, instalación, conexión, interacción y control de recursos energéticos distribuidos basados en fuentes de energía renovables, que no estén considerados en las tarifas de interconexión y acceso que apruebe la ARESEP.

En función de lo anterior, cada vez que se realice una nueva fijación para el servicio de distribución de energía eléctrica bajo la metodología denominada "Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica

brindado por operadores públicos y cooperativas”, resolución RJD-139-2015, publicada en el Alcance N.º 3 de La Gaceta N.º 154 del 10 de octubre del 2015 y sus reformas o la metodología que la sustituya, se deberá realizar una actualización de la tarifa definida con la presente metodología.

4.2. Requerimientos de información

La Intendencia de Energía o el área interna de ARESEP encargada de fijar las tarifas con base en esta metodología deberá emplear la información tarifaria aprobada para el periodo de cálculo. Para obtener estos datos, se deberá solicitar la información a cada empresa distribuidora o generador distribuido, de acuerdo con la normativa vigente, según los formatos, requerimientos y plazos de entrega que la Aresep determine como necesarios para aplicar este instrumento.

Esa información deberá superar los filtros de verificación que establece el artículo 32 de la Ley N.º 7593, de tal forma que no se contemplen: a) los costos e inversiones que no correspondan a los necesarios para la adecuada integración de los generadores distribuidos a la red de distribución; b) los costos e inversiones que no sean técnicamente demostrados y justificados como necesarios y c) los costos o inversiones que sean desproporcionados o excesivos.

Será responsabilidad de la IE (o el órgano de la Aresep que la Junta Directiva llegue a designar como responsable del proceso de fijación tarifaria de este servicio) realizar la revisión y valoración de los detalles, memorias de cálculo y costos e inversiones facilitados por la empresa distribuidora o el generador distribuido para determinar la proporcionalidad y razonabilidad de cada rubro.

A su vez, la Intendencia de Energía o área interna de Aresep que le corresponda fijar la tarifa deberá realizar la solicitud de información a cada una de las empresas distribuidoras referente a la capacidad instalada de los propietarios de recursos energéticos distribuidos (PDER). Esta información, y cualquier otra que considere necesaria, estará en función de los datos requeridos para la adecuada aplicación tarifaria del presente método de cálculo y por consiguiente las empresas deberán ajustarse a los formatos que se establezcan y los datos suministrados podrán ser objeto de un proceso de seguimiento para verificar el adecuado cumplimiento de los principios establecidos en la Ley N.º 7593 y la Ley N.º 10086, con el fin de lograr los mayores beneficios para los usuarios y el SEN.

Como se desprende de lo expuesto anteriormente, la IE o el área interna de ARESEP encargada de fijar las tarifas con base en esta metodología tiene la facultad necesaria para solicitar la información que considere pertinente, sea por medio de solicitudes directas, plazos establecidos en este método de cálculo o por medio de resoluciones de requerimientos de información.

En este sentido y en aplicación del artículo 7.a de la Ley N.º 10086, es obligación de todas las empresas eléctricas distribuidoras atender “las buenas prácticas de la contabilidad regulatoria” para el caso de todos los costos e inversiones relacionados con los recursos energéticos distribuidos.

Toda la información que sea utilizada en el proceso tarifario (costos, inversiones, datos de mercado, etc.) deberá ser analizada por la ARESEP según los criterios regulatorios contemplados en las Leyes N.º 7593 y N.º 10086, especialmente en lo referente a los criterios de eficiencia, eficacia y servicio al costo en los diferentes componentes de costos e inversiones, de tal manera que se incluyan en los cálculos tarifarios solo los rubros necesarios para la integración eficiente, segura y sostenible de los recursos energéticos distribuidos a las redes de distribución.

5. Transitorios

El periodo comprendido entre la publicación de la presente metodología en el diario oficial La Gaceta y la separación de la información financiero-contable directamente generada por los recursos energéticos distribuidos, en la contabilidad regulatoria de las empresas eléctricas distribuidoras, se le denominará “Periodo de transición”.

5.1. Aplicación por primera vez y durante el periodo de transición

Para la aplicación de este método de cálculo durante el periodo de transición se requiere establecer la distribución proporcional entre los costos e inversiones ocasionadas por los recursos energéticos distribuidos respecto a los costos totales de operar la red de distribución; para lo cual la Intendencia de Energía o área encargada de fijar las tarifas realizará los cálculos respectivos.

Para la primera aplicación, la Intendencia de Energía tendrá un plazo de 10 días naturales para la elaboración y socialización de los formularios de información requerida y las empresas distribuidoras contarán con 15 días hábiles para la remisión de la información solicitada por la Intendencia de Energía; de tal forma que se plantea un plazo máximo conjunto de aproximadamente 30 días naturales a partir de la aprobación y publicación de la presente metodología en el diario oficial La Gaceta, para que las empresas distribuidoras envíen la información solicitada por la Intendencia de Energía, con el fin de aplicar el método de cálculo para el reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurren las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN.

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

Para los efectos que se requiera, se utilizará la información del último estudio tarifario (estructura de costos) aprobado para cada una de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

5.2. Suministro de información durante el periodo de transición

Dado que la actualmente la información disponible en las empresas distribuidoras respecto de los costos e inversiones necesarias para la adecuada operación de los recursos energéticos distribuidos en la red de distribución no constituye la información necesaria para la aplicación del presente método de cálculo; para una adecuada transición de la situación vigente a la propuesta, durante la etapa de transición, la ARESEP solicitará a las empresas distribuidoras que, conforme a las condiciones técnicas y operativas existentes, realicen las gestiones para el suministro de información necesaria según los formatos, requerimientos y plazos de entrega que establezca la Intendencia de Energía o el área interna de ARESEP encargada de fijar las tarifas con base en esta metodología, para su análisis y utilización en el estudio tarifario correspondiente, de conformidad con lo indicado en la sección “Aplicación por primera vez y durante el periodo de transición”.

Para estos efectos, la distribución de costos e inversiones relacionados con este método de cálculo debe ser realizada siguiendo criterios técnicos, que garanticen una asignación adecuada a la naturaleza del servicio que se tarifa, incluyendo los costos e inversiones relacionados con las actividades propias y necesarias para la integración eficiente, segura y sostenible de los recursos energéticos distribuidos al sistema de distribución de cada empresa eléctrica.

6. Listado de fórmulas y variables

6.1. Listado de fórmulas

Fórmula N.º	Descripción	Detalle de la fórmula
4.1	Tarifa mensual de los recursos energéticos distribuidos para la empresa “e” en el	$TDER_{e,t+1} = \frac{COMA_{e,t+1} + (R_{e,t+1} * BT_{e,t+1}) + CregDER_{e,t+1}}{N * CI_{e,t+1}}$

Fórmula N.º	Descripción	Detalle de la fórmula
	periodo “t+1”, por cada kW de capacidad instalada (colones/kW).	
4.2	Costos de operación, mantenimiento y administrativos relacionados con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa “e” durante el periodo “t+1”.	$\mathbf{COMA_{e,t+1} = COMAD_{e,t+1} + COMAA_{e,t+1}}$
4.3	Costos de operación, mantenimiento y administrativos directos relacionados con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa “e” durante el periodo “t+1”.	$\mathbf{COMAD_{e,t+1} = SAS_{e,t+1} + MSU_{e,t+1} + DEP_{e,t+1} + TRA_{e,t+1} + VIA_{e,t+1} + CON_{e,t+1} + OTR_{e,t+1}}$
4.4	Costos de operación, mantenimiento y administrativos asignados relacionados con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa “e” durante el periodo “t+1”.	$\mathbf{COMAA_{e,t+1} = (COMASD_{e,t+1} * PI_{e,t+1}) + DEPIP_{e,t+1}}$

Fórmula N.º	Descripción	Detalle de la fórmula
	Corresponde a una asignación proporcional de los costos de operación, mantenimiento y administrativos efectuados por las empresas distribuidoras para la operación del sistema de distribución.	
4.5	Costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de energía de la empresa "e" en el periodo "t+1".	$\text{COMASD}_{e,t+1} = \text{COMA} - \text{CEP} - \text{Peaje} - \text{DEPIP}_{e,t+1} - \text{Creg}$
4.6	Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución respecto a los ingresos totales generados por la empresa "e" y sus PDER para el periodo "t+1".	$\text{PI}_{e,t+1} = \frac{\text{IDER}_{e,t+1}}{\text{IV}_{e,t+1} + \text{IDER}_{e,t+1}} * 100$

Fórmula N.º	Descripción	Detalle de la fórmula
4.7	Base tarifaria de la empresa "e" en el periodo "t+1".	$BT_{e,t+1} = BTD_{e,t+1} + BTA_{e,t+1}$
4.8	Base tarifaria de inversiones directas de la empresa "e" en el periodo "t+1".	$BTD_{e,t+1} = AFNORP_{e,t+1}$
4.9	Base tarifaria asignada de inversiones para el servicio de distribución de energía de la empresa "e" en el periodo "t+1". Corresponde a una asignación proporcional de las inversiones efectuadas por las empresas eléctrica distribuidoras para la operación del sistema de distribución.	$BTA_{e,t+1} = (BTSD_{e,t+1} - IP_{e,t+1}) * PI_{e,t+1} + IP_{e,t+1}$
4.10	Capacidad instalada promedio mensual de los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución de la empresa "e", en kW.	$CI_e = \frac{\sum_{n=1}^y \sum_{w=1}^m CI_{e,w,n}}{y}$

Fórmula N.º	Descripción	Detalle de la fórmula
4.11	Cambio absoluto mensual requerido en las tarifas aprobadas para la empresa "e" en el periodo "t+1" por kW de capacidad instalada por concepto de actualización de canon.	$\Delta TDER_{e,t+1} = \frac{CregDERN_{e,t+1} - CregDER_{e,t+1}}{N * CI_{e,t+1}}$
4.12	Ajuste porcentual requerido en las tarifas vigentes para la empresa "e" para el periodo "t+1" por concepto de actualización del canon de regulación.	$\%TDER_{e,t+1} = \frac{\Delta TDER_{e,t+1}}{TDER_{e,t+1}} * 100$
4.13	Nueva tarifa mensual de los recursos energéticos distribuidos para la empresa "e" en el periodo "t+1" por cada kW de capacidad instalada (colones/kW) con ajuste del canon de regulación.	$NTDER_{e,t+1} = TDER_{e,t+1} * \%TDER_{e,t+1}$

6.2. Listado de variables y subíndices

Variable	Definición
AFNORP _{e,t+1}	Activo fijo neto en operación revaluado promedio de la empresa "e" en el periodo "t+1" incluyendo todos los activos directamente

Variable	Definición
	relacionados con los recursos energéticos distribuidos. Se determina según el proceso indicado en el Capítulo VII, sección 5.1 denominada "Activo fijo neto en operación revaluado promedio" del instrumento regulatorio denominado "Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas", resolución RJD-139-2015, publicada en el Alcance N.º 3 de La Gaceta N.º 154 del 10 de octubre del 2015 y sus reformas o la metodología que la sustituya.
BT _{e,t+1}	Base tarifaria de la empresa "e" en el periodo "t+1". Ver la sección 2.4. denominada "Base tarifaria (BT)".
BTA _{e,t+1}	Base tarifaria asignada de inversiones para el servicio de distribución de energía de la empresa "e" en el periodo "t+1". Corresponde a una asignación proporcional de las inversiones efectuadas por las empresas eléctrica distribuidoras para la operación del sistema de distribución. Ver la sección 2.4.2. denominada "Base tarifaria asignada (BTA)".
BTD _{e,t+1}	Base tarifaria de inversiones directas de la empresa "e" en el periodo "t+1". Ver la sección 1.5.1 denominada "Base tarifaria directa (BTD)".
BTSD _{e,t+1}	Base tarifaria para el servicio de distribución de energía de la empresa "e" en el periodo "t+1". Corresponde a la base tarifaria definida mediante el instrumento regulatorio denominado "Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas", resolución RJD-139-2015, publicada en el Alcance N.º 3 de La Gaceta N.º 154 del 10 de octubre del 2015 y sus reformas o la metodología que la sustituya.
C _{le,t+1}	Capacidad instalada promedio mensual de los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución de la empresa "e" en el periodo "t+1", en kW. Ver la sección 2.6. denominada "Capacidad instalada (CI)".
C _{le}	Capacidad instalada promedio mensual de los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución de la empresa "e", en kW.
C _{le,w,n}	Capacidad instalada de cada uno de los propietarios de recursos energéticos distribuidos "w" interconectados a la red de distribución de la empresa "e" para cada mes "n", en kW.
CEP	Costo por compras de energía y potencia total. Corresponde a la variable "Costo por compras de energía y potencia total" (CEP)

Variable	Definición
	del instrumento regulatorio denominado “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas”, resolución RJD-139-2015, publicada en el Alcance N.º 3 de La Gaceta N.º 154 del 10 de octubre del 2015 y sus reformas o la metodología que la sustituya.
CON _{e,t+1}	Costos por contratos con terceros relacionados directamente con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa “e” durante el periodo “t+1”.
COMA	Costos y gastos totales de operación, mantenimiento y administración, así como, otros costos en que incurran los operadores para brindar el servicio. Corresponde al COMA de la Fórmula 18 del instrumento regulatorio denominado “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas”, resolución RJD-139-2015, publicada en el Alcance N.º 3 de La Gaceta N.º 154 del 10 de octubre del 2015 y sus reformas o la metodología que la sustituya.
COMA _{e,t+1}	Costos de operación, mantenimiento y administrativos relacionados con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa “e” durante el periodo “t+1”. Ver la sección 2.2. denominada “Costos de operación, mantenimiento y administrativos (COMA)”.
COMAA _{e,t+1}	Costos de operación, mantenimiento y administrativos asignados relacionados con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa “e” durante el periodo “t+1”. Corresponde a una asignación proporcional de los costos de operación, mantenimiento y administrativos efectuados por las empresas distribuidoras para la operación del sistema de distribución. Ver la sección 2.2.2. denominada “Costos de operación, mantenimiento y administrativos asignados (COMAA)”.
COMAD _{e,t+1}	Costos de operación, mantenimiento y administrativos directos relacionados con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa “e” durante el periodo “t+1”. Ver la sección 2.2.1. denominada “Costos de operación, mantenimiento y administrativos directos (COMAD)”.
COMASD _{e,t+1}	Costos de operación, mantenimiento y administrativos para el servicio de distribución de energía de la empresa “e” en el periodo “t+1”. Ver fórmula 4.5.

Variable	Definición
Creg	Canon de regulación. Corresponde a la variable “Canon de regulación” (Creg) del instrumento regulatorio denominado “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas”, resolución RJD-139-2015, publicada en el Alcance N.º 3 de La Gaceta N.º 154 del 10 de octubre del 2015 y sus reformas o la metodología que la sustituya.
CregDER _{e,t+1}	Canon regulación vigente para la empresa “e” en el periodo “t+1” (monto absoluto). Monto autorizado como pago por los servicios de regulación de los recursos energéticos distribuidos. Ver la sección 2.5. denominada “Canon de regulación (CregDER)”.
CregDERN _{e,t+1}	Nuevo canon de regulación autorizado para la empresa “e” para el periodo “t+1” (monto absoluto).
DEP _{e,t+1}	Costos por depreciación de los activos relacionados directamente con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa “e” durante el periodo “t+1”. Considera los activos incluidos en la variable relacionada con la base tarifaria de inversiones directas (BTD).
DEPIP _{e,t+1}	Costo por concepto de la depreciación de los activos relacionados con la Inversión específica realizada para cubrir alguna necesidad particular relacionada con los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución, pero que no puede asignarse exclusivamente a esta actividad de la empresa “e” en el periodo “t+1”. Se vincula con las Inversiones específicas realizadas para cubrir alguna necesidad particular relacionada con los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución (IP) considerada en la fórmula 4.9.
IDER _{e,t+1}	Ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de distribución de la empresa “e” para el periodo “t+1”. Estos se calcularán tomando en cuenta los ingresos totales de los PDER; es decir, tanto los ingresos por venta de excedentes de energía y potencia, la provisión de servicios auxiliares o cualquier otro servicio que pueda suministrar, así como el monto de la energía autogenerada y consumida por los PDER valorada al precio promedio ponderado al cual la respectiva empresa distribuidora adquiere la energía que distribuye, considerando tanto la generación propia como la compra a terceros.
IP _{e,t+1}	Inversión específica realizada para cubrir alguna necesidad particular relacionada con los recursos energéticos distribuidos

Variable	Definición
	interconectados a la red de distribución, pero que no puede asignarse exclusivamente a esta actividad, para la empresa “e” para el periodo “t+1”. Corresponde a la proporción de la respectiva inversión que sí es posible asignar a la tarifa TDER, según valoraciones específicas para cada inversión o subgrupo de ellas.
Iv _{e,t+1}	Ingresos por ventas de energía y potencia a usuarios de la red de distribución de energía por la empresa “e” para el periodo “t+1”. Corresponde a la variable “Ingresos por ventas de energía y potencia a usuarios” (Iv) de la fórmula 10 del instrumento regulatorio denominado “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas”, resolución RJD-139-2015, publicada en el Alcance N.º 3 de La Gaceta N.º 154 del 10 de octubre del 2015 y sus reformas o la metodología que la sustituya.
MSU _{e,t+1}	Costos en materiales y suministros relacionados directamente con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa “e” durante el periodo “t+1”.
N	Cantidad de meses considerados en el periodo de la información financiero-contable.
NTDER _{e,t+1}	Nueva tarifa mensual de los recursos energéticos distribuidos para la empresa “e” en el periodo “t+1” por cada kW de capacidad instalada (colones/kW) con ajuste del canon de regulación.
OTR _{e,t+1}	Otros costos o montos netos relacionados directamente con los recursos energéticos distribuidos contemplados en la Ley N.º 10086, su reglamento y resto de la normativa técnica que derivan de esta ley, que no estén contemplados en los rubros anteriores, debidamente justificados por la empresa y avalados por la ARESEP, en colones, para la empresa “e” durante el periodo “t+1”.
Peaje	Costo por el transporte de energía. Corresponde a la variable “Costo por el transporte de energía” (Peaje) del instrumento regulatorio denominado “Metodología tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de energía eléctrica brindado por operadores públicos y cooperativas”, resolución RJD-139-2015, publicada en el Alcance N.º 3 de La Gaceta N.º 154 del 10 de octubre del 2015 y sus reformas o la metodología que la sustituya.
P _{e,t+1}	Porcentaje de participación relativa de los ingresos generados por los recursos energéticos distribuidos interconectados a la red de

Variable	Definición
	distribución respecto a los ingresos totales generados por la empresa "e" y sus PDER para el periodo "t+1". Ver fórmula 4.6.
$R_{e,t+1}$	Tasa de rédito para el desarrollo para la empresa "e" en el periodo "t+1". Ver la sección 2.3. denominada "Tasa de rédito para el desarrollo (R)".
$SAS_{e,t+1}$	Costos por concepto de salarios y cargas sociales relacionados directamente con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa "e" durante el periodo "t+1".
$TDER_{e,t+1}$	Tarifa mensual de los recursos energéticos distribuidos para la empresa "e" en el periodo "t+1", por cada kW de capacidad instalada (colones/kW).
$TRA_{e,t+1}$	Costos por transporte relacionados directamente con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa "e" durante el periodo "t+1".
$VIA_{e,t+1}$	Costos por concepto de viáticos relacionados directamente con los recursos energéticos distribuidos, en colones, para la empresa "e" durante el periodo "t+1".
y	Cantidad total de meses del periodo.
$\Delta TDER_{e,t+1}$	Cambio absoluto mensual requerido en las tarifas aprobadas para la empresa "e" en el periodo "t+1" por kW de capacidad instalada por concepto de actualización de canon.
$\%TDER_{e,t+1}$	Ajuste porcentual requerido en las tarifas vigentes para la empresa "e" para el periodo "t+1" por concepto de actualización del canon de regulación.
e	Empresa distribuidora que presta el servicio solicitado.
m	Cantidad total de propietarios de recursos energéticos distribuidos (PDER) interconectados a la red de distribución de la empresa "e".
n	Cada uno de los meses del periodo.
t+1	Periodo en el que estará vigente la tarifa.
w	Cada uno de los propietarios de recursos energéticos distribuidos (PDER) interconectados a la red de distribución de la empresa "e".

BIBLIOGRAFÍA

- Arias, D. (2017). Sistemas NetMetering y NetBilling para Generación Distribuida. Quito, Ecuador: Revista Opinión.
- Asamblea Legislativa. (1996). Ley N°7593. Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP). San José, Costa Rica.
- Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (15 de octubre de 2021). Política Regulatoria de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos: RE-0206-JD-2021. Diario Oficial La Gaceta N.º 199, Alcance N.º 209.
- Battle, Carlos. (2011). A Method for Allocating Renewable Energy Source Subsidies among Final Energy Consumers. *Energy Policy* 39(5): 2586–95.
- Boehm, F. y J. Olaya. (2005). “Opportunities for Corruption in Public Contracting Auctions and Ways to Address Them-The Role of Transparency in Bidding Processes”, Working Paper presented at the European Workshop on “Auctions and Public Service Procurement”, Paris, April 15-16.
- Burger, Scott, Ian Schneider, Audun Botterud, and Ignacio Pérez-Arriaga. 2019. “Chapter 8 - Fair, Equitable, and Efficient Tariffs in the Presence of Distributed Energy Resources.” In *Consumer, Prosumer, Prosumer*, ed. Fereidoon Sioshansi. Academic Press, 155–88.
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128168356000085>
(June 25, 2019).
- Castro, V. (1987). Radiación Solar Global. San José, Costa Rica: Instituto Meteorológico Nacional de Costa Rica.
- Centro de Estudios Económicos de la Regulación. Notas de Economía de la Regulación. Principios tarifarios y mecanismos regulatorios para los servicios públicos. Universidad Argentina de la Empresa.
- Chaves et al. (2020). Informe final de la contratación servicios profesionales para determinar criterios y métodos cálculo para cargos generación distribuida en Costa Rica. Madrid, España: Contratación N.º 2019LA-000011-00083-00001 entre la Universidad Pontificia de Comillas y ARESEP.
- Cohen, M.A, P.A. Kauzman, and D.S. Callaway. 2016. “Effects of Distributed PV Generation on California’s Distribution System, Part 2: Economic Analysis.” *Solar Energy* 128: 139–52.
- Contraloría General de la República. (2019). Informe de la auditoría operativa coordinada sobre energías renovables en el sector eléctrico. San José, Costa Rica: CGR. Oficio DFOE-AE-0344 que remite el Informe N.ºDFOE-AE-IF-00008-2019.

- De Albuquerque, J.M.; Vieira, D.; Lamin, H. Net Metering in Brazil: Setting the scene for the regulatory framework review. In Proceedings of the CIRED, 25th International Conference on Electricity Distribution; Madrid, Spain, 2019.
- De Martini, P., & Kristov, L. (2015). Distributions Systems in a high distributed energy resources future. California, United States: Berkeley Lab Report N°2 October.
- Deloitte & Electric Power Engineers. (2020). Apoyo Técnico para el desarrollo del sector eléctrico en Costa Rica: Recomendaciones sobre Regulaciones y Normas Técnicas para Generación Distribuida y Sistemas de Almacenamiento de Energía. San José, Costa Rica: Departamento de Estado de los EUA.
- Directive (EU) 2019/944. 2019. 158 OJ L <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2019/944/oj> (July 15, 2019).
- Echeverría, C., & Monge, G. (2017). La Generación Distribuida para Autoconsumo en Costa Rica: Oportunidades y Desafíos. Washington, Estados Unidos: BID.
- Energía y Sociedad. (2021). Formación de precios en el mercado mayorista diario de electricidad: El Mercado Mayorista. <https://www.energiaysociedad.es/manual-de-la-energia/6-1-formacion-de-precios-en-el-mercado-mayorista-diario-de-electricidad/>
- ESPH. Costos por Etapa y Capacidad de Sistema de Generación. Disponible online: https://www.esph-sa.com/sites/default/files/costos_por_etapa_y_capacidad_de_sistema_de_generacion.pdf (accedido el 25 Jun, 2020).
- European Commission. (2018). A Clean Planet for All. A European Strategic Long-Term Vision for a Prosperous, Modern, Competitive and Climate Neutral Economy. <https://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2018/EN/COM-2018-773-F1-EN-MAIN-PART-1.PDF>. (June 25, 2019).
- Gischler, C., & Janson, N. (2011). Perspectivas sobre la generación distribuida mediante energías renovables en America Latina y el Caribe. Santo Domingo, República Dominicana: BID.
- González, Alezeia. 2014. "Implicaciones de la continuidad de suministro en el diseño de la tarifa de red de distribución." Universidad Pontificia de Comillas.
- Humpire, D. (2017). Análisis comparativo de los mecanismos net metering y net billing para generación distribuida fotovoltaica residencial en el mercado eléctrico peruano. Huaraz, Perú: XXIV Simposio Peruano de Energía Solar y del Ambiente.

- ICE, Instituto Costarricense de Electricidad. 2019. Caracterización de curva de carga mediante modelos funcionales.
- ICE. 2020a. Generación y Demanda. Informe Anual 2019. <https://apps.grupoice.com/CenceWeb/CenceDescargaArchivos.jsf?init=true&categoria=3&codigoTipoArchivo=3008>.
- ICE. 2020b. Generación y Demanda. Informe Mensual Diciembre 2019. https://apps.grupoice.com/CenceWeb/CenceDescargaArchivos.jsf?init=true&categoria=3&codigoTipoArchivo=3007&fecha_inic=ante.
- ICE. Guía para el proceso de solicitud instalación sistemas de Generación Distribuida Modalidad Neta Sencilla, en la red de distribución eléctrica del ICE. Available online:
<https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/9079df21-5ba4-4f63-b279-5201069d6b91/GUIA+DE+INTERCONEXION++GENERACION+DISTRIBUIDA+.pdf?MOD=AJPERES&CVID=m.UyDNo> (accedido el 25 Jun, 2020).
- IICE-UCR. (2017). Informe final. Contratación N°12-ARESEP-2015. Actualización y determinación de los valores de los parámetros operativos e indicadores de rendimiento del servicio de transporte remunerado de personas, modalidad Taxi. San José, Costa Rica.
- IRENA. (2018). Renewable Energy Policies in a Time of Transition. Abu Dabi, Emiratos Árabes Unidos: International Renewable Energy Agency.
- Kikut, A. C., & Ocampo, A. N. (2005). Ajuste estacional de series económicas con tramo/seats y census X12-ARIMA. San José, Costa Rica: BCCR.
- Mercados Energéticos. (2019). Modernización de la Estructura Tarifaria de Costa Rica: Diagnóstico y Desafíos. San José, Costa Rica: ICE, 25 de enero de 2019.
- Ministerio de Ambiente y Energía, 2015. VII Plan Nacional de Energía período 2015-2030. <https://minae.go.cr/recursos/2015/pdf/VII-PNE.pdf>
- Ministerio de Ambiente y Energía, 2020. Actualización del VII Plan Nacional de Energía período 2019-2030. [https://sepse.go.cr/documentos/PLAN%20NACIONAL%20DE%20ENERGIA%20\(marzo\).pdf](https://sepse.go.cr/documentos/PLAN%20NACIONAL%20DE%20ENERGIA%20(marzo).pdf)

- Monge, M. (septiembre-diciembre de 2021). Funciones de Leontief en dos variables. Una nueva perspectiva. Obtenido de *Análisis Económico* 36(93) 159-166. Universidad de Costa Rica:
<http://www.analiseconomico.azc.uam.mx/index.php/rae/article/view/652/483>.
- Nijhuis, M., M. Gibescu, and J. F. G. Cobben. (2017). Analysis of Reflectivity & Predictability of Electricity Network Tariff Structures for Household Consumers. *Energy Policy* 109: 631–41.
- OECD. (2008). *OECD Glossary of Statistical Terms*. Paris: OECD. Obtenido de <https://stats.oecd.org/glossary/detail.asp?ID=3462>
- OECD. (2011). *Regulatory Policy and Governance: Supporting Economic Growth and Serving the Public Interest*. OECD. https://www.oecd-ilibrary.org/governance/regulatory-policy-and-governance_9789264116573-en. (June 25, 2019).
- Pérez-Arriaga, Ignacio. (2016). *Utility of the Future*. MIT Energy Initiative. <http://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2016/12/Utility-of-the-Future-Full-Report.pdf>.
- Pérez-Arriaga, Ignacio J., ed. 2013. *Regulation of the Power Sector*. London: Springer London. <http://link.springer.com/10.1007/978-1-4471-5034-3> (June 19, 2019).
- Pollitt, Michael G. (2018). *Electricity Network Charging in the Presence of Distributed Energy Resources: Principles, Problems and Solutions*. *Economics of Energy & Environmental Policy* 7(1). <http://www.iaee.org/en/publications/eeeparticle.aspx?id=205>.
- Regulation (EU) 2019/941. 2019. 158 OJ L
<http://data.europa.eu/eli/reg/2019/941/oj/eng> (July 15, 2019).
- Revista Electricidad. (23 de diciembre de 2014). Conozca las siete preguntas frecuentes en torno a la generación distribuida. Obtenido de *Electricidad: La revista energética de Chile*. <http://www.revistaei.cl/2014/12/23/conozca-las-siete-preguntas-frecuentes-en-torno-la-generacion-distribuida/>
- Rodríguez Ortega, María Pía, J. Ignacio Pérez-Arriaga, Juan Rivier Abbad, and Jesús Peco González. (2008). Distribution Network Tariffs: A Closed Question? *Energy Policy* 36(5): 1712–25.
- Srouga, A. (2000). *El Proceso de Cálculo de los Cuadros Tarifarios de Empresas Distribuidoras de Electricidad*. Buenos Aires, Argentina: CIER.

Strielkowski, Wadim, Dalia Štreimikienė, and Yuriy Bilan. (2017). Network Charging and Residential Tariffs: A Case of Household Photovoltaics in the United Kingdom. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 77: 461–73.

Universidad de Costa Rica, Escuela de Ingeniería Eléctrica. (2015). Análisis Técnico-Financiero de la Generación Distribuida en la CNFL. San José, Costa Rica: Universidad de Costa Rica, Escuela de Ingeniería Eléctrica.

Weinstok, U. (2020). Propuesta para una mejor regulación del sector eléctricos en Costa Rica. San José, Costa Rica: LEAD University.

Wright, J. (2006). Estudio del potencial solar en Costa Rica. San José, Costa Rica: Contratación directa N° 2001997 del ICE.

ANEXOS

Anexo A. Determinación del factor de carga implícito

A continuación, se procede a detallar el proceso matemático para la determinación del factor de carga implícito.

En primera instancia partimos de la igualdad de un monto cobrado con una tarifa en bloque monómico y una tarifa en bloque binómico:

$$PME_{s,t+1} * ECM_{s,t+1} = PBE_{s,t+1} * ECM_{s,t+1} + PP_{s,t+1} * PIT_{s,t+1} \quad (\text{Fórmula 2.13})$$

Donde:

- $PME_{s,t+1}$ = Precio monómico de la energía en colones por kWh para el grupo tarifario “s” en el periodo “t+1”. Para las tarifas que poseen un bloque monómico y otro binómico, se tomará el valor de la tarifa de energía en kWh del bloque monómico.
- $ECM_{s,t+1}$ = Estimación del total de la energía comprada mensualmente por los clientes con generación distribuida para el grupo tarifario “s” en kWh en el periodo “t+1”.
- $PBE_{s,t+1}$ = Precio de la energía del bloque tarifario binómico en colones por kWh para el grupo tarifario “s” en el periodo “t+1”. Para las tarifas que poseen un bloque monómico y otro binómico, se tomará el valor de la tarifa de energía en colones por kWh del bloque binómico. Para los casos en los cuales sólo se tienen bloques monómicos, se hará una aproximación de un

modo análogo a como se indica en la sección 2.2.4. Precio de la potencia para tarifas con bloques exclusivamente monómicos.

- $PP_{s,t+1}$ = Precio de la potencia del bloque tarifario binómico en colones por kW para el grupo tarifario “s” en el periodo “t+1”. Para las tarifas que poseen un bloque monómico y otro binómico, se tomará el valor de la tarifa de potencia en kW del bloque binómico. Para los casos en los cuales sólo se tienen bloques monómicos, se hará una aproximación tal y como se indica en la sección 2.2.4. Precio de la potencia para tarifas con bloques exclusivamente monómicos.
- $PIT_{s,t+1}$ = Potencia implícita de todos los servicios con generación distribuida del grupo tarifario “s” en kW, en el periodo “t+1”. Ver fórmula 2.7.
- s = Índice de tarifa (residencial, media tensión, comercios y servicios, industria y preferencial, etcétera)⁶², cada tarifa monómica representaría por tanto un estrato.
- t + 1 = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.

Ahora, tome la siguiente definición para la potencia implícita:

$$PIT_{s,t+1} = \frac{ECM_{s,t+1}}{FC_{s,t} * 30 * 24} \quad \text{(Fórmula 2.14)}$$

Donde:

- $PIT_{s,t+1}$ = Potencia implícita de todos los servicios con generación distribuida del grupo tarifario “s” en kW, en el periodo “t+1”. Ver fórmula 2.7.
- $ECM_{s,t+1}$ = Estimación del total de la energía comprada mensualmente por los clientes con generación distribuida para el grupo tarifario “s” en kWh en el periodo “t+1”.
- $FC_{s,t}$ = Factor de carga implícito que permite igualar el monto a pagar por el usuario con tarifa monómica, con el que pagaría si le cobraran tarifa binómica, es decir, es el

⁶² Se refiere a los tipos de tarifa monómica establecidos actualmente más cualquier otro que se llegue a aprobar.

factor de carga que debería tener un cliente para pagar el mismo monto con la tarifa monómica y con la binómica⁶³.

s = Índice de tarifa (residencial, media tensión, comercios y servicios, industria y preferencial, etcétera)⁶⁴, cada tarifa monómica representaría por tanto un estrato.
t + 1 = Período en el que estará vigente el ajuste tarifario.

Sustituyendo en la fórmula previa, se tiene:

$$PME_{s,t+1} * ECM_{s,t+1} = PBE_{s,t+1} * ECM_{s,t+1} + PP_{s,t+1} * \frac{ECM_{s,t+1}}{FC_{s,t} * 30 * 24}$$

Y despejando el factor de carga, se tiene que:

$$PME_{s,t+1} * ECM_{s,t+1} - PBE_{s,t+1} * ECM_{s,t+1} = PP_{s,t+1} * \frac{ECM_{s,t+1}}{FC_{s,t} * 30 * 24}$$

$$(PME_{s,t+1} * ECM_{s,t+1} - PBE_{s,t+1} * ECM_{s,t+1}) * \frac{30 * 24}{ECM_{s,t+1} * PP_{s,t+1}} = \frac{1}{FC_{s,t}}$$

$$\frac{1}{(PME_{s,t+1} * ECM_{s,t+1} - PBE_{s,t+1} * ECM_{s,t+1})} * \frac{ECM_{s,t+1} * PP_{s,t+1}}{30 * 24} = FC_{s,t}$$

$$\frac{ECM_{s,t+1} * PP_{s,t+1}}{30 * 24 * (PME_{s,t+1} * ECM_{s,t+1} - PBE_{s,t+1} * ECM_{s,t+1})} = FC_{s,t}$$

$$\frac{PP_{s,t+1}}{30 * 24 * (PME_{s,t+1} - PBE_{s,t+1})} = FC_{s,t}$$

⁶³ Para calcular este valor se podría tomar como referencia el punto de corte actual de 3.000 kWh que se aplica en varias tarifas.

⁶⁴ Se refiere a los tipos de tarifa monómica establecidos actualmente más cualquier otro que se llegue a aprobar.

- III. Tener como respuesta a las posiciones planteadas en la audiencia pública celebrada el 25 de enero de 2023, lo señalado en el oficio OF-0103-CDR-2023 del 22 de marzo 2023 que avaló y adjuntó el informe IN-0009-CDR-2023 del 21 de marzo de 2023, correspondiente al Informe de respuesta a las posiciones, con los ajustes indicados en el Considerando XX. de la presente resolución y agradecer la valiosa participación en este proceso.
- IV. Instruir a la Secretaría de Junta Directiva para que proceda a comunicar el informe de posiciones planteadas y notificar la presente resolución en un solo acto a: la Asociación Cámara de Empresas de Distribución de Energía y Telecomunicaciones; la Asociación Cámara Costarricense de Empresarios de Generación Distribuida; la Compañía Nacional de Fuerza y Luz; el Instituto Costarricense de Electricidad; al señor Fabricio Ugalde Sánchez; la Empresa de Servicios Públicos de Heredia; la empresa Enel Costa Rica Cam S.A. y la Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos R.L, (Coopelesca); en la audiencia pública celebrada el 25 de enero 2023 por la DGAU, según lo señalado en el oficio OF-0103-CDR-2023 del 22 de marzo de 2023 que avaló y adjuntó el informe IN-0009-CDR-2023 del 21 de marzo de 2023.
- V. Instruir a la Secretaría de Junta Directiva, de acuerdo con las funciones establecidas en el RIOF, para que proceda a realizar la respectiva publicación en el diario oficial La Gaceta, la *“Metodología tarifaria derivada de la Ley N.º 10086 referentes a: a) Fijación de los cargos de interconexión a las redes de distribución aplicable a los recursos energéticos distribuidos, b) Tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del generador distribuido, c) Tarifa de compra-venta de excedentes y reconocimiento económico entre empresas distribuidoras, así como por parte de los generadores distribuidos a la empresa distribuidora, d) Tarifa para el reconocimiento de los costos, rentabilidad, inversiones y canon en que incurrir las empresas distribuidoras para la integración de recursos energéticos distribuidos al SEN (Tarifa T-DER)”*.
- VI. Instruir a la Secretaría de Junta Directiva para que proceda a publicar la presente resolución en la página web institucional.
- VII. Comunicar la presente resolución a la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación, a la Dirección General de Atención al Usuario y a la Intendencia de Energía, para lo que corresponda.

En cumplimiento de lo que ordenan los artículos 245 y 345 de la Ley General de la Administración Pública (LGAP), se informa que contra esta resolución puede interponerse el recurso ordinario de reposición y el recurso extraordinario de revisión ante la Junta Directiva.

De conformidad con el artículo 346 de la LGAP, el recurso de reposición deberá interponerse dentro del plazo de tres días hábiles, contado a partir del día hábil siguiente al de la notificación de este acto y el extraordinario de revisión, dentro de los plazos señalados en el artículo 354 de esa misma ley.

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

PUBLIQUESE, NOTÍFÍQUESE Y COMUNÍQUESE.

Eric Bogantes Cabezas, Presidente.—Alfredo Cordero Chinchilla, Secretario.—
1 vez.—(IN2023764549).