

INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS

AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

RESOLUCIÓN RJD-030-2016

San José, a las quince horas y cincuenta minutos del dieciocho de febrero de dos mil dieciséis

**AJUSTES A LAS NORMAS TÉCNICAS Y METODOLOGÍAS TARIFARIAS
APLICABLES A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA PARA AUTOCONSUMO,
LUEGO DEL DICTAMEN C-165-2015 DE LA PROCURADURÍA GENERAL
DE LA REPÚBLICA Y EL DECRETO EJECUTIVO 39220-MINAE.
EXPEDIENTE OT-238-2015**

RESULTANDO:

I. Que el 15 de abril de 2011, se publicó en el Alcance N° 22 a *La Gaceta* N° 74, la Directriz N° 14-MINAET, dirigida a los integrantes del subsector de 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 Regulatoria, mediante el acuerdo 01-19-2014, de la sesión extraordinaria 19-2014, dispuso aprobar la norma técnica denominada AR-NT-POASEN "Planeamiento, operación y acceso al Sistema Eléctrico Nacional", publicada en *La Gaceta* N° 69 del 8 de abril de 2014, modificada con acuerdo 04-24-2015 del 4 de junio de 2015. En el capítulo XII de dicha norma se reguló la generación a pequeña escala para autoconsumo en sus dos modalidades contractuales: medición neta sencilla y medición neta completa, partiendo de que era considerada un servicio público regulado por la ARESEP.

III. Que el 15 de mayo de 2015, el señor Edgar Gutiérrez Espeleta, Ministro de Ambiente y Energía mediante el oficio N° DM-552-2015, realizó consulta a la Procuraduría General de la República sobre el tema de generación distribuida para autoconsumo. Ampliada mediante oficio N° DM-489-2015 del 1 de junio de 2015.

IV. Que el 25 de junio de 2015, la Procuraduría General de la República mediante el criterio C-165-2015, se pronunció sobre la consulta realizada por el Ministro de Ambiente y Energía, dentro del cual se destacan las siguientes conclusiones:

- ✓ *La generación distribuida "puede presentar diversas modalidades. Entre ellas la medición neta sencilla, conocida también como balance neto, y la medición neta completa"*
- ✓ *En la modalidad medición neta completa "los excedentes generados por la generación distribuida y vertidos a la red son objeto de compra por la empresa de distribución, por lo que no se trata solamente de autoconsumo. Por tanto, supuesto en que estamos ante una prestación de servicio público sujeta a lo dispuesto en la ley 7200 de cita y la Ley de la ARESEP. Por lo que la generación distribuida con venta de excedentes requiere concesión de servicio público, conforme lo dispuesto en las citadas leyes."*
- ✓ *"En la generación distribuida con neteo simple, que es objeto de la presente consulta, el generador vierte la energía consumida, originándole un derecho a un consumo diferido de la energía producida e incorporada a la red. Para efectos de verter los excedentes generados, el generador requiere acceso y conexión a la red de distribución. Red y servicio de distribución que son regulados."*
- ✓ *"La distribución es, por disposición de ley, un servicio público regulado que debe responder a una prestación óptima en orden a su calidad, confiabilidad, continuidad y oportunidad. Para lo cual se somete a las normas técnicas elaboradas por la ARESEP."*
- ✓ *"El acceso e interconexión a la red distribución se formalizan en un contrato entre la empresa distribuidora y el generador distribuido (...) con las normas técnicas emitidas por la ARESEP para garantizar la seguridad y calidad de la prestación, la eficiencia del servicio de distribución y de la red correspondiente".*

V. Que el 8 de octubre de 2015, se publicó el *La Gaceta* N° 186, el Decreto Ejecutivo N° 39220-MINAE el “Reglamento Generación Distribuida para Autoconsumo con Fuentes Renovables Modelo de Contratación Medición neta sencilla” (Reglamento), dentro del cual se regula la generación distribuida para autoconsumo en medición neta sencilla, destacando las siguientes disposiciones:

“Artículo 1°—**Objetivo.** Regular la actividad de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables utilizando el modelo contractual de medición neta sencilla, de forma que su implementación contribuya con el modelo eléctrico del país, y se asegure la prestación óptima del servicio de suministro eléctrico que se brinda a todos los abonados”.

“Artículo 5°—**Definiciones.** Para la aplicación del presente reglamento los términos que se mencionan tendrán el siguiente significado:

Generación distribuida para autoconsumo: la 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.”

“Artículo 34. —**Autorización para almacenamiento y retiro de energía.** El productor-consumidor podrá depositar en la red de distribución la energía no consumida (...)”.

“Artículo 37. —**Medición neta sencilla.** Esta modalidad permite que se deposite en la red de distribución la energía no consumida en forma mensual, para hacer uso de ella durante un ciclo anual, en forma de consumo diferido.

Si el productor-consumidor consume más energía que la depositada en la red de distribución deberá pagar la diferencia de acuerdo a las tarifas establecidas por la ARESEP (...)”.

“Artículo 42. —**Tarifas.** La ARESEP será la responsable de establecer las tarifas de interconexión, acceso, cargos por potencia, actividades de gestión administrativa y técnica y cualquier otro cargo aplicable a la actividad regulada asociada a la generación distribuida para autoconsumo modalidad contractual medición neta sencilla.”

“Artículo 48. —**Adición.** Adiciónese un artículo 40 al Reglamento de Concesiones para el Servicio Público de Suministro de Energía Eléctrica, Decreto Ejecutivo N° 30065-MINAE, del 15 de enero de 2002, y córrase la numeración pasando el actual artículo 40 a ser el 41. Artículo 40 que se leerá de la siguiente manera: “Artículo 40.—La ARESEP será la responsable de emitir las normas técnicas, tarifas y cualquiera otra disposición necesaria aplicable a la actividad regulada asociada a la generación distribuida para autoconsumo modalidad contractual medición neta sencilla”.

“**Transitorio II.**—A partir de la vigencia de este reglamento la ARESEP tendrá un plazo no mayor a los seis meses para emitir o reformar las normas técnicas según la definición indicada en este reglamento en su artículo 5 y demás disposiciones que regulen la generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables en la modalidad contractual medición neta sencilla, según su competencia, a lo establecido en el presente reglamento, en concordancia con el artículo 4 de la Ley N° 8220, Ley de Protección al Ciudadano del Exceso de Requisitos y Trámites Administrativos del 4 de marzo de 2002.”

VI. 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”. El Eje N° 2 del Plan Nacional de Energía (PNE), el cual establece –entre otras cosas:

“(…)”

Objetivo específico 2.3.2: Elaborar o reformar las normas que definan las condiciones técnicas que la empresa distribuidora debe establecer a los generadores distribuidos en los contratos de interconexión y el respectivo esquema tarifario para la modalidad contractual medición neta sencilla.

Acciones:

a. Elaborar la norma o ajustar la Norma “AR-NT-POASEN-2014, Capítulo XII referente a la modalidad contractual medición neta sencilla. Plazo: diciembre de 2015.

b. Establecer las tarifas de interconexión, acceso para la modalidad contractual medición neta sencilla. Plazo: diciembre de 2015.” (págs. 83-84).

“(…)”.

VII. Que el 09 de noviembre de 2015, mediante el oficio 915-RG-2015 de conformidad con lo que se dispone en el Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y su Órgano Desconcentrado (RIOF), el Regulador General designó a los miembros integrantes de la Comisión Autónoma Ad Hoc que tendrá a su cargo el "(...) *redactar los cambios en POASEN y otra normativa relacionada con la Generación Distribuida, producto de la emisión del pronunciamiento de la Procuraduría General de la República y del decreto que para efecto emitió el MINAE. Debe incluirse también lo relacionado con las metodologías y fijaciones de precios necesarias para que la actividad de generación distribuida cuente con las condiciones mínimas necesarias que la ARESEP deba promulgar. (...)*".

VIII. Que el 13 de noviembre de 2015, la Comisión Ad Hoc señalada en el considerando anterior, emitió el informe remitido mediante oficio 001-CGD-2015, en el cual se recomienda someter al proceso de audiencia pública las propuestas de cambios en normativas técnicas y metodologías tarifarias.

IX. Que el 19 de noviembre de 2015, mediante acuerdo de JD 05-58-2015, se acuerda someter al proceso de audiencia pública los ajustes en la normativa técnica y metodologías tarifarias de generación distribuida.

X. Que el 9 de diciembre del 2015 se publicó la convocatoria a la respectiva audiencia pública en *La Gaceta* N° 239 (folios 40). El 11 de diciembre del 2015 se publicó en los diarios de circulación nacional *La Teja* (folio 41) y *La Extra* (folio 42).

XI. Que el 12 de enero del 2016, se llevó a cabo la respectiva Audiencia Pública, de conformidad con el artículo 36 de la Ley 7593, en los siguientes lugares: de manera presencial en el Auditorio de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, ubicado en Guachipelín de Escazú, Oficentro Multipark, edificio Turrubares; por medio del sistema de *videoconferencia* interconectado con los Tribunales de Justicia ubicados en los centros de Cartago, Ciudad Quesada, Heredia, Liberia, Limón, Pérez Zeledón y Puntarenas.

XII. Que el 14 de enero del 2016, mediante oficio 0158-DGAU-2016/108158 de la Dirección General de Atención al Usuario, se emite el Informe de Oposiciones y Coadyuvancia. Según este informe, se recibieron oposiciones por parte de: Cámara de Empresas Distribuidoras de Energía y Telecomunicaciones (CEDET), Asociación Costarricense de Energía Solar (ACESOLAR), Purasol Vida Natural S.R.L. e Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).

EN CUANTO A LAS NORMAS TECNICAS QUE REGULAN LA GENERACION GENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA PARA AUTOCONSUMO:

AR-NT-POASEN:

XIII. Que el 31 de marzo de 2014, la Junta Directiva de la Autoridad Regulatoria, mediante el acuerdo 01-19-2014, dispuso aprobar la norma técnica denominada AR-NT-POASEN "*Planeamiento, operación y acceso al Sistema Eléctrico Nacional*". Y modificada mediante acuerdo 04-24-2015 del 4 de junio de 2015.

XIV. Que a la luz del Dictamen C-165-2015 de la Procuraduría Generación de la República y lo establecido en el Reglamento Generación Distribuida para Autoconsumo con fuentes renovables modelo de contratación medición neta sencilla promulgado por MINAE mediante Decreto Ejecutivo No. 39220-MINAE, se hace necesario replantear la actual norma AR-NT-POASEN, debiendo ajustarse su contenido, incorporarse disposiciones generales que permitan dar claridad del alcance de la actividad de generación distribuida para autoconsumo en el SEN, se excluya de la regulación de ARESEP lo aplicable a la actividad de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables en su modalidad contractual de medición neta sencilla.

AR-NT-SUCOM:

XV. Que el 23 de abril de 2015, la Junta Directiva de la Autoridad Regulatoria en sesión ordinaria 17-2015, emitió la norma técnica denominada "Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión" AR-NT-SUCOM. Dicha norma fue publicada en el Alcance N° 31 de *La Gaceta* N° 85 del 05 de mayo de 2015.

XVI. Que el 21 de setiembre de 2015 la Junta Directiva, mediante el acuerdo 11-46-2015 de la sesión extraordinaria 46-2015, modificó la norma "Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión" AR-NT-SUCOM. Dichas modificaciones fueron publicadas en el Alcance Digital N° 74 a *La Gaceta* N° 188 del 28 de setiembre del 2015.

XVII. Que a la luz del Dictamen C-165-2015 de la Procuraduría Generación de la República y lo establecido en el Reglamento Generación Distribuida para Autoconsumo con fuentes renovables modelo de contratación medición neta sencilla promulgado por MINAE mediante Decreto Ejecutivo No. 39220-MINAE, se hace necesario replantear la actual norma AR-NT-SUCOM, debiendo ajustarse su contenido e incorporarse las disposiciones necesarias para que pueda operar la interconexión y acceso a la red de productores consumidores como usuarios de la red de distribución de electricidad.

EN CUANTO AL PRECIO DE LIQUIDACION DE LA ENERGÍA ENTREGADA (VENTA DE EXCEDENTES):

XVIII. 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° 43, del 3 de marzo de 2015.

XIX. Que el 12 de mayo de 2015, la Intendencia de Energía mediante la resolución RIE-054-2015, resolvió –entre otras cosas–: *“I. Fijar los siguientes precios de liquidación de la energía entregada al SEN en ϕ/kWh por parte de micro y minigeneradores adscritos a la norma POASEN por parte de las empresas distribuidoras para el año 2015...”* (ET-022-2015).

XX. Que de conformidad con lo establecido en el Dictamen C-165-2015 de la PGR, a la actividad de generación distribuida para autoconsumo, en su modalidad neteo completo, le es aplicable lo dispuesto en la Ley 7200 y la Ley 7593. En ese sentido, concluyó la Procuraduría General de la República, lo siguiente:

- ✓ En la modalidad medición neta completa *“los excedentes generados por la generación distribuida y vertidos a la red son objeto de compra por la empresa de distribución, por lo que no se trata solamente de autoconsumo. Supuesto en que estamos ante una prestación de servicio público sujeta a lo dispuesto en la ley 7200 de cita y la Ley 7593 de la ARESEP. Por lo que la generación distribuida con venta de excedentes requiere concesión de servicio público, conforme lo dispuesto en las citadas leyes.”*

XXI. Que para efectos de la fijación de precios de venta de energía en el marco de la Ley 7200 y sus reformas y 7593, la ARESEP ha aprobado las siguientes metodologías:

- a. Mediante resolución RJD-004-2010 del 26 de abril de 2010, publicada en *La Gaceta* N° 98 del 21 de mayo de 2010, la Junta Directiva de ARESEP aprobó la *“Metodología tarifaria según la estructura de costos típica de una planta modelo de generación de electricidad con bagazo de caña para la venta al Instituto Costarricense de Electricidad y su fórmula de indexación”*.
- b. Mediante resolución RJD-162-2011 del 09 de noviembre de 2011, publicada en *La Gaceta* N° 233 del 05 de diciembre de 2011, la Junta Directiva de ARESEP aprobó el *“Modelo y estructura de costos de una planta de generación de electricidad con biomasa distinta de bagazo de caña de azúcar y su fórmula de indexación”*.
- c. Mediante resolución RJD-152-2011 del 10 de agosto de 2011, publicada en *La Gaceta* N° 168 del 01 de setiembre de 2011, la Junta Directiva de ARESEP aprobó la *“Metodología tarifaria de referencia para plantas de generación privada hidroeléctricas nuevas”*, la cual fue modificada mediante la Resolución RJD-161-2011, del 26 de octubre de 2011, publicada en *La Gaceta* N° 230 del 30 de noviembre de 2011, la RJD-013-2012 del 29 de febrero del 2012 y publicada en *La Gaceta* N° 74 del 17 de abril del 2012 y la RJD-027-2014 del 20 de marzo de 2014 y publicada en el Alcance Digital N°10 a *La Gaceta* N° 65 del 2 de abril de 2014.
- d. Mediante resolución RJD-163-2011 del 30 de noviembre de 2011, publicada en *La Gaceta* N° 245 del 21 de diciembre de 2011, la Junta Directiva de ARESEP aprobó el *“Modelo para la determinación de tarifas de referencia para plantas de generación privada eólicas nuevas”* y modificada por la Resolución RJD-027-2014 del 20 de marzo de 2014 y publicada en el Alcance Digital N°10 a *La Gaceta* N° 65 del 2 de abril de 2014.
- e. Mediante resolución RJD-034-2015 del 26 de marzo de 2015, publicada en *La Gaceta* N° 60 del 26 de marzo de 2015, la Junta Directiva de ARESEP aprobó la *“Metodología para la determinación de las tarifas de referencia para plantas de generación privada solares fotovoltaicas nuevas.”*

XXII. Que de conformidad con lo establecido en el Dictamen C-165-2015 de la PGR, siendo aplicable a la generación distribuida para autoconsumo en su modalidad contractual medición neta completa, las disposiciones establecidas en la ley 7200 y sus reformas y la ley 7593, lo procedente es que a esa actividad le sean aplicables, para efectos de determinar las tarifas de venta de excedentes, las metodologías citadas en el punto anterior y en consecuencia derogar la metodología aprobada mediante resolución RJD-018-2015.

EN CUANTO AL CARGO DE INTERCONEXIÓN:

XXIII. Que el 26 de febrero de 2015, la Junta Directiva mediante la resolución 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° 46, del 6 de marzo del 2015.

XXIV. Que el 29 de mayo de 2015, la Intendencia de Energía mediante la resolución RIE-059-2015, resolvió –entre otras cosas-: *“I. Fijar los siguientes 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...”* (ET-024-2015).

XXV. Que de conformidad con lo establecido en el Dictamen C-165-2015 de la Procuraduría General de la República y el Decreto Ejecutivo N° 39220-MINAE, siendo que la generación distribuida para autoconsumo en su modalidad de medición neta sencilla es una actividad privada y por lo tanto no es servicio público, se debe replantar lo definido por esta Autoridad Reguladora en cuanto a la conveniencia de establecer una tarifa por interconexión de los generadores distribuidos tal cual está definida.

XXVI. Que a la luz de las consideraciones precedentes, resulta necesario a efectos de disponer de una debida regulación aplicable a la interconexión y acceso a la red de distribución de la actividad de generación para autoconsumo en su modalidad medición neta sencilla, que según la Procuraduría se encuentra dentro del ámbito de competencias de esta Autoridad Reguladora, establecer: a) dentro de la norma AR-NT-SUCOM que las tarifas de acceso a la red de distribución, deberán incorporar los costos relacionados con la instalación, operación y mantenimiento del medidor eléctrico asociado al servicio de distribución, con el fin de no crear un trato discriminatorio entre usuarios b) que el productor-consumidor y la empresa distribuidora deberán definir en el marco del contrato de interconexión lo relativo a quién corre con el costo del equipo de medición para el registro de la energía depositada-retirada y accesorios necesarios para interconectarse a la red de distribución, no debiendo trasladarse a las tarifas del servicio de distribución de electricidad el costo de dicho sistema de medición, dado que son inversiones específicas que sirven a un usuario en particular, no debiéndose cargar al conjunto de usuarios del sistema c) además de disponer que dicho sistema de medición deberá ser administrado, operado y mantenido por la empresa eléctrica, teniendo en consideración las implicaciones regulatorias que tienen la lectura y el registro de la información de estos sistemas de medición.. En ese sentido, resulta procedente derogar la metodología aprobada mediante la resolución 022-RJD-2015 y modificar la norma AR-NT-SUCOM.

EN CUANTO AL CARGO POR ACCESO A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN:

XXVII. 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° 46, del 6 de marzo del 2015. (OT-252-2014).

XXVIII. Que el 29 de mayo de 2015, la Intendencia de Energía mediante la resolución RIE-058-2015, resolvió –entre otras cosas-: *“I. Fijar las siguientes 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),...”* (ET-023-2015).

XXIX. Que a la luz del Dictamen C-165-2015 de la Procuraduría Generación de la República y lo establecido en el Reglamento Generación Distribuida para Autoconsumo con fuentes renovables modelo de contratación medición neta sencilla promulgado por MINAE mediante Decreto Ejecutivo N°. 39220-MINAE, se hace necesario replantear la metodología para calcular la tarifa de acceso a las redes de distribución, considerando que no se regula la actividad de generación distribuida para autoconsumo en su modalidad medición neta sencilla, sino el servicio que el sistema de distribución le presta a los productores-consumidores (depósito y devolución de energía); de tal forma que se considere el uso que

hacen los productores consumidores de la red, debiendo considerarse en las variables del cálculo todos los costos de la actividad de distribución, las ventas de energía y los retiros de energía (de la previamente inyectada) de dichos productores consumidores; sin crear discriminación entre usuarios y derogar la metodología aprobada mediante resolución 021-RJD-2015.

XXX. Que mediante oficio 001-CGD-2016 del 5 de febrero de 2016, la Comisión Autónoma Ad Hoc remitió a la Junta Directiva el “Informe final sobre los ajustes a las normas técnicas y metodologías tarifarias aplicables a la generación distribuida para autoconsumo, luego del dictamen C-165-2015 de la Procuraduría General de la República y el Decreto Ejecutivo 39220-MINAE”.

CONSIDERANDO:

I. Que del informe presentado por la Comisión Autónoma Ad Hoc mediante oficio 001-CGD-2016 del 5 de febrero de 2016 y que sirve de sustento a la presente resolución, conviene extraer los siguientes hechos relevantes y respuestas a las argumentaciones presentadas en dicha audiencia pública:

“La correspondiente Audiencia Pública se realizó el día 12 de enero del 2016 a las 17:15 horas, de conformidad con el artículo 36 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Ley N° 7593) y los artículos 45 y 49 del Reglamento de la Ley (Decreto N° 29732-MP). Esta se llevó a cabo por medio del sistema de video conferencia en los siguientes lugares: de manera presencial en el Auditorio de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, ubicado en Guachipelín de Escazú, Oficentro Multipark, edificio Turrubares; por medio del sistema de *videoconferencia* interconectado con los Tribunales de Justicia ubicados en los centros de Cartago, Ciudad Quesada, Heredia, Liberia, Limón, Pérez Zeledón y Puntarenas.

De acuerdo con el Informe de Oposiciones y Coadyuvancias presentado por la Dirección General de Protección del Usuario (oficio 0158-DGAU-2015/110858 del 12 de enero del 2015) y la información que consta en el respectivo expediente, se recibieron oposiciones y coadyuvancias por parte de:

- Cámara de Empresas Distribuidoras de Energía y Telecomunicaciones (CEDET)
- Asociación Costarricense de Energía Solar (ACESOLAR)
- Purasol Vida Natural S.R.L.
- Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)

A continuación se detallan los principales argumentos de cada uno de los participantes y el respectivo análisis por parte de la Autoridad Reguladora:

1. Asociación Cámara de Empresas de Distribución de Energía y Telecomunicaciones, cédula de persona jurídica número 3-002-697843, representada por el señor Allan Benavides Vílchez, cédula de identidad 401021032, en su condición de presidente con facultades de apoderado generalísimo sin límite de suma. Observaciones: Presenta escrito, no hace uso de la palabra en la audiencia pública (visible a folios 52 al 57). Notificaciones: Al correo electrónico ruben@zamoracr.com

1.1 El oficio CEDET-P-01-2016, presenta la posición del CEDET sobre la propuesta de cambios en la normativa técnica y metodologías tarifarias, en dicho documento se externa su posición a favor de los cambios propuestos por ARESEP en AR-NT-POASEN, Cambios en AR-NT-SUCOM, Eliminación de la tarifa de “venta de excedentes”, eliminación de la tarifa de interconexión, Metodología propuesta para la Tarifa de acceso a la red de distribución y su implementación.

Respuesta: Se le agradece al CEDET sus comentarios, consideraciones y apoyo a las propuestas de modificación presentadas por este ente.

1.1.1 Asimismo, el CEDET reconoce la apertura al diálogo que ha mostrado la ARESEP en este asunto e indica que esa misma apertura debe darse en otros ámbitos o temas regulatorios.

Respuesta: Se agradece el reconocimiento del trabajo realizado y se toma nota de la recomendación para futuros procesos.

1.2 En otra instancia, el CEDET en su oficio considera que es necesaria una fijación inicial una vez aprobada la metodología, la cual debería iniciar de oficio la Intendencia de Energía, con base en la información que tiene disponible de la última fijación tarifaria de cada empresa distribuidora.

Respuesta: En relación a lo expuesto, se aclara que en el Apartado VI de la Metodología se contempla lo indicado en relación a la aplicación por primera vez, lo cual es concordante con lo solicitado.

2. **Asociación Costarricense de Energía Solar (Acesolar)**, cédula de persona jurídica número 3-002-667709, representada por la señora Natalia Alvarado Sanabria, cédula de identidad número 110980560. Observaciones: Presenta escrito, no hace uso de la palabra en la audiencia pública (visible a folios 58 al 62). Notificaciones: Al fax número 2204-7580, correo electrónico asistente@acesolar.org

- 2.1 Mediante su oficio 003-2016 ACESOLAR indica que “Consideramos que las modificaciones propuesta a la normativa técnica AR-NT-SUCOM y las pertinentes a AR-NT-POASEN se ajustan al criterio emitido por la Procuraduría General de la República (PGR) en el dictamen C-165-2015. / De la misma manera consideramos que las determinaciones tomadas con respecto a las tarifas de acceso y de interconexión se ajustan al dictamen C-165-2015 de la PGR.”

Respuesta: Se le agradece a ACESOLAR la coadyuvancia presentada y su apoyo a las propuestas de modificación presentadas por este ente.

3. **Purasol Vida Natural Sociedad de Responsabilidad Limitada**, cédula jurídica número 3-102-585489, representada por la señora Allied Sophie Rudolphine Van Walré de Bordes, cédula de residencia número 152800052023, en condición de gerente con facultades de apoderada generalísima sin límite de suma. Observaciones: Presenta escrito, no hace uso de la palabra en la audiencia pública. Notificaciones: Al correo electrónico: arine@purasol.co.cr

- 3.1 Mediante oficio del 12 de enero de 2016 PURASOL presenta coadyuvancia sobre las modificaciones propuestas a la norma técnica AR-NT-SUCOM, las pertinentes a la AR-NT-POASEN y a la metodología para calcular la tarifa de acceso. Asimismo, indican que en diciembre de 2014 expresaron su preocupación sobre el efecto de la metodología propuesta en esa ocasión, cerrando la introducción de la energía solar en Costa Rica. Con los ajustes en la metodología ven posibilidades para que un grupo de usuarios ahorren en su factura eléctrica con una inversión en paneles solares en un sistema conectado a la red pública.

Respuesta: Se le agradece a PURASOL la coadyuvancia presentada y su apoyo a las propuestas de modificación presentadas por este ente.

4. **Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)**, cédula de persona jurídica número 4-000-042139, representada por el señor Luis Guillermo Alan Alvarado, cédula número 6-0172-0455, en su condición de apoderado especial administrativo. Observaciones: Presenta escrito según oficio 257-16-2015, no hace uso de la palabra en la audiencia pública (visible a folios 63 al 78, 79 al 94). Notificaciones: Al fax número 2003-0123

- 4.1 Con respecto a las modificaciones a la norma AR-NT-SUCOM, en el literal B, punto 2 de la Propuesta¹, Artículo 3, el ICE solicita ajustar el término “Productor consumidor” al concepto de abonado y realizar los ajustes necesarios en el cuerpo de la norma para utilizar los términos conforme se encuentran regulados dentro del decreto número 39220-MINAE, de forma tal que la regulación de la libre interconexión y operación de generadores a la red de distribución se otorgue únicamente a quien mantenga la condición de Abonado.

Respuesta: El artículo 13 del Decreto número 39220-MINAE define que el Productor consumidor es “*Toda persona física o jurídica que 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.*”, sin diferenciar si se trata de un abonado o un usuario, ambas figuras contempladas en la normativa AR-NT-SUCOM. No obstante, es importante aclarar que el abonado es la persona física o jurídica que ha suscrito un contrato de aprovechamiento de energía eléctrica y el usuario es la persona física o jurídica que hace uso del servicio eléctrico. No es competencia de la ARESEP regular la relación privada entre estos actores. El Reglamento lo que hace es incorporar el término de “productor-consumidor” para efectos de precisar el ámbito de competencia de la ARESEP. Para efectos regulatorios, la propuesta de norma técnica lo que hace es incorporar el concepto de que productor consumidor, el cual no hace diferencia entre abonado y usuario.

¹ El ICE se refiere a la numeración que se dio a las modificaciones planteadas, según el detalle del acuerdo 05-58-2015 de la Junta Directiva (oficio 895-SJD-2015 del 24 de noviembre del 2015). Folios 01 a 39 del expediente OT-238-2015.

Por tanto, se recomienda rechazar la oposición interpuesta.

- 4.2** Con respecto a las modificaciones a la norma AR-NT-SUCOM, en el literal B, punto 2, Artículo 132. Contrato de Interconexión, el ICE señala que la ARESEP se extralimita en sus competencias al determinar cuál debe ser el contenido del contrato de interconexión. Además, en atención al Principio de Jerarquía Normativa y ante una evidente falta de competencia de la ARESEP solicita eliminar el segundo párrafo del aparte c del artículo 132. “Contrato de Interconexión”, mediante el cual sin fundamento legal y sin competencia alguna la ARESEP pretende que la empresa eléctrica asuma el resarcimiento de daños generados por la operación del abonado productor a otros usuarios, sin que exista un debido proceso, mediante el cual se demuestren los supuestos bajo los cuales procedería la imputación de responsabilidad objetiva en este caso al ICE.

Respuesta. La Autoridad Reguladora es la entidad competente de regular las condiciones de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima del servicio eléctrico en todas sus etapas, incluyendo distribución, al amparo de lo establecido en los artículos 5 y 25 de la Ley 7593; así respaldado por el dictamen de la Procuraduría General de la República citado en este informe. El objetivo del artículo 132 es velar porque la formulación del contrato de interconexión se sustente en el reconocimiento de las responsabilidades que tienen las partes contratantes de cumplir con toda la normativa técnica emitida por la Autoridad Reguladora en materia de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima del servicio eléctrico, en lo que resulte aplicable.

Por tanto, se recomienda rechazar esta oposición.

- 4.3** Con respecto a las modificaciones a la norma AR-NT-SUCOM, en el literal B, punto 2, Artículo 135. Facturación de Alumbrado Público, el ICE indica que *“En atención al principio de no discriminación y trato igualitario que rige la prestación del servicio de suministro de electricidad se solicita que el cobro por el servicio de alumbrado público se realice con base en el consumo total del “abonado productor”, independientemente de la procedencia de la energía consumida, o sea, que se contabilice para el cálculo el total consumido a partir de la sumatoria de la energía generada para autoconsumo, la retirada de la red como consumo diferido y la adquirida a la empresa distribuidora como adicional a las anteriores.”*

Respuesta: A la luz del dictamen de la Procuraduría, donde se determina que la actividad de generación distribuida para autoconsumo en su modalidad medición neta sencilla no es servicio público regulado por ARESEP y al indicarse explícitamente en el Decreto número 39220-MINAE y en la normativa técnica AR-NT-POASEN que el productor-consumidor con un sistema de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables, no estará sujeto a la regulación dictada por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos en tanto actividad privada, por lo que esta Autoridad Reguladora no podrá acceder a las estadísticas de la energía autogenerada y consumida en el sitio. En ese sentido, no puede argumentarse que lo indicado en el artículo 135 de la norma AR-NT-SUCOM, constituye una discriminación ni resulta una violación al principio de inderogabilidad singular de la norma, al tratarse de forma diferente la energía retirada como parte del consumo diferido de la energía generada y consumida en el mismo sitio por el productor consumidor, ya que fue la misma interpretación de la Procuraduría General de la República la que realizó una diferenciación entre ambos tipos de usuarios.

Así las cosas para el cálculo de las tarifas y su respectiva descripción esta Autoridad Reguladora utilizará únicamente la información a la cual puede acceder.

Por ende, se recomienda rechazar la solicitud planteada.

- 4.4** Con respecto a las modificaciones a la norma AR-NT-SUCOM, en el literal B, punto 2, Artículo 136. Sistema de medición, el ICE solicita al Ente Regulador establecer y detallar de forma expresa cuál será el mecanismo o metodología que permitirá la recuperación de los costos de interconexión, incluidos los componentes de los sistemas de medición para la empresa distribuidora.

Respuesta: A la luz del dictamen de la Procuraduría General de la República C-165-2015 y el Decreto número 39220-MINAE, se establece que la actividad de generación distribuida para autoconsumo, bajo el modelo contractual medición neta sencilla, no constituye un servicio público; sin embargo, a la luz de la legislación vigente se concluye que dentro del ámbito de competencias de esta Autoridad Reguladora, está establecer dentro de la norma AR-NT-SUCOM dentro de la norma AR-NT-SUCOM: a) que las tarifas de acceso a la red de distribución, deberán incorporar los costos relacionados con la instalación, operación y mantenimiento del medidor eléctrico asociado al

servicio de distribución, con el fin de no crear un trato discriminatorio entre usuarios; b) que el productor-consumidor y la empresa distribuidora deberán definir en el marco del contrato de interconexión lo relativo a quién corre con el costo del equipo de medición para el registro de la energía depositada-retirada y accesorios necesarios para interconectarse a la red de distribución, no debiendo trasladarse a las tarifas del servicio de distribución de electricidad el costo de dicho sistema de medición, dado que son inversiones específicas que sirven a un usuario en particular, no debiéndose cargar al conjunto de usuarios del sistema, y c) además de disponer que dicho sistema de medición deberá ser administrado, operado y mantenido por la empresa eléctrica, teniendo en consideración las implicaciones regulatorias que tienen la lectura y el registro de la información de estos sistemas de medición, pues su operación también está asociada al servicio público de suministro de distribución de energía eléctrica.

Por lo anterior, no se considera procedente el establecimiento de una metodología tarifaria que permita a las empresas distribuidoras de energía eléctrica la recuperación de los costos de interconexión, para el caso de la generación distribuida para autoconsumo, bajo el modelo contractual medición neta sencilla; puesto que las metodologías tarifarias existentes ya contemplan estos casos (v.g. resolución RJD-139-2015 para los gastos de operación).

No obstante lo anterior, puesto que la generación distribuida bajo la modalidad de medición neta sencilla no corresponde a un servicio público regulado por la Autoridad Reguladora, no le corresponde a esta establecer a quién le corresponde cubrir el costo del respectivo medidor, siendo esta una decisión que deben tomar entre las partes. Sí le corresponde a la Autoridad Reguladora garantizar que los costos de este sistema de medición no serán cubiertos por los usuarios de los servicios que sí son regulados.

En este tanto, se recomienda rechazar la argumentación del ICE.

- 4.5** Con respecto a las modificaciones a la norma AR-NT-SUCOM, en el literal B, punto 2, Artículo 137. Facturación de la modalidad contractual medición neta sencilla, el ICE solicita a la ARESEP, considere en la fijación de la tarifa de acceso para los generadores de autoconsumo a pequeña escala, la estacionalidad en el costo de la energía entregada como excedente a la distribuidora, en particular para la generación hidroeléctrica.

Respuesta: De momento la ARESEP no considera conveniente valorar el cambio solicitado debido a las siguientes razones:

- ✓ Se estima que la generación distribuida para autoconsumo en su modalidad medición neta sencilla sea predominantemente de fuente de energía solar.
- ✓ No se cuenta con estimaciones de la energía entregada como excedente y retirada como consumo diferido para los diferentes periodos horarios y estacionales, ya que el desarrollo de la generación distribuida es incipiente.
- ✓ La mayor parte de los usuarios no pagan tarifas que contemplan diferenciación horaria o estacional.
- ✓ En el decreto número 39220-MINAE no se desarrolla el concepto de depósito y devolución de energía con diferenciación horaria o estacional para la generación distribuida para autoconsumo en su modalidad medición neta sencilla.

Por lo anterior, se recomienda rechazar la solicitud del ICE.

- 4.6** Con respecto al literal E. “En cuanto al cargo por acceso a las redes de distribución”, el ICE propone que en el año 1 se calcule el cargo de acceso, considerando únicamente las ventas totales, ante la imposibilidad de tener valores medidos en este periodo. En el año 2 y siguientes, si se puede aplicar la fórmula planteada, incorporando la estimación de la energía a retirar, pues ya existe al menos un año de registros históricos.

Respuesta: Dada la metodología propuesta, en los casos en los cuales no cuente con la información histórica relativa a la variable $R_{em,t+1}$, se procederá a asumir este valor como cero, por ser lo que corresponde.

Por lo anterior, esta Comisión considera que no se requiere realizar la aclaración en los términos solicitados.

- 4.7** Con respecto a las modificaciones a la norma AR-NT-POASEN, Artículo 3. Definiciones, Concesión: *es la autorización que el Estado otorga para operar, explotar y prestar el servicio de generación, transmisión, distribución o comercialización de energía eléctrica*. El ICE solicita en

atención al principio de legalidad y seguridad jurídica, sustituir, “distribución o comercialización” por “distribución y comercialización”.

Respuesta: Esta definición no fue modificada como parte de las propuestas de ajuste de la normativa técnica y metodologías tarifaras asociadas a la generación distribuida para autoconsumo en su modalidad medición neta sencilla, y se mantiene de acuerdo a la Norma AR-NT-POASEN vigente.

No obstante, se indica que en Resolución RJD-222-2015 del 08 de octubre de 2015, la Junta Directiva de ARESEP, analizó esta misma posición del ICE sobre la cual concluyó entre otras cosas que:

“No se observa justificante alguna, para delimitar en el indicado Reglamento², algo que la Ley N° 7593 no restringe. En la Ley N° 7593, no se dispone en ninguna de sus normas que las etapas de distribución y comercialización del servicio de suministro de energía eléctrica, deban concesionarse y realizarse de manera conjunta; ese Reglamento en su artículo 28 el viene (sic) sin sustento alguno, a imponer esta restricción.

Es así como, de conformidad con su rango jerárquico, la Ley N° 7593 debe prevalecer sobre el mencionado Reglamento, pudiéndose disponer la distribución y la comercialización como etapas diferentes que pueden realizarse de manera separada. La norma técnica propuesta, solamente recoge lo dispuesto en la Ley N° 7593.”

Por lo anterior, se concluye que no lleva razón el ICE en cuanto a su argumentación sobre este tema. (...).”

II. Que en virtud de las anteriores consideraciones, lo procedente es aprobar los cambios en POASEN y otra normativa relacionada con la Generación Distribuida, producto de la emisión del pronunciamiento de la Procuraduría General de la República y del decreto que para efecto emitió el MINAE, de acuerdo con el detalle del documento sometido a audiencia.

III. Que en sesión 10-2016 celebrada el 18 de febrero de 2016, la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, acordó entre otras cosas, y con carácter de firme, dictar la presente resolución.

POR TANTO

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

LA JUNTA DIRECTIVA DE LA AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS RESUELVE:

I. Ajustar la norma AR-NT-POASEN “Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional”, según el detalle que se presenta.

II. Ajustar la norma AR-NT-SUCOM “Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión”, según el detalle que se presenta.

III. Derogar la resolución RJD-018-2015, mediante la cual Junta Directiva 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”.

IV. Derogar la resolución 022-RJD-2015, mediante la cual Junta Directiva 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”.

V. Aprobar la propuesta de “Metodología de fijación para la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del productor-consumidor” que se presenta, incluyendo la derogatoria de la resolución RJD-021-2015 del 26 de febrero de 2015, mediante la cual la Junta Directiva 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”.

² Se refiere al Reglamento de Concesiones para el Servicio Público de Suministro de Energía, Decreto Ejecutivo 30065-MINAE.

VI. En concordancia con lo anterior, aprobar los siguientes cambios en las respectivas metodologías tarifarias y normas técnicas relacionadas con la generación distribuida:

VI.A EN CUANTO A LA NORMA AR-NT-POASEN:

1. Modificar los artículos 1, 2, 3, 12, 17, 18, 29, 30, 31, 32, 33, 35, 36, 42, 44, 123, 124, 125, 126, 127 y 128 de la norma AR-NT-POASEN, para que se lean de la siguiente manera:

[...]

Artículo 1. Campo de aplicación

Esta norma establece las condiciones técnicas generales bajo las cuales se planeará, desarrollará y se operará el Sistema Eléctrico Nacional y las condiciones técnicas, contractuales, comerciales y tarifarias con las cuales se brindará acceso y operación en paralelo a los diferentes interesados en interconectarse con el Sistema Eléctrico Nacional.

Su aplicación es obligatoria, en lo que les corresponda, para todos los interesados, abonados o usuarios en alta tensión, empresas de generación, transmisión, distribución de energía eléctrica y abonado-productor, que se encuentren establecidos en el país o que llegasen a establecerse bajo régimen de concesión, de conformidad con las leyes correspondientes. [...]

[...]

Artículo 2. Propósito

El propósito de la presente norma es definir y describir el marco regulatorio que regirá con respecto al desarrollo, a la operación técnica y al acceso al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en las actividades de generación, transmisión y distribución, en aras de la satisfacción de la demanda nacional de energía eléctrica, bajo criterios de calidad, continuidad, confiabilidad y oportunidad del suministro eléctrico, estableciendo para ello lineamientos en los aspectos siguientes:

- a) Satisfacción de la demanda de energía.
- b) Acceso.
- c) Expansión.
- d) Operación (Planeamiento, Coordinación, Supervisión y Control).
- e) Topología.
- f) Desempeño de la red de transmisión nacional.
- g) Desempeño del parque de generación nacional. [...]

[...]

Artículo 3. Definiciones

Para efectos de aplicar e interpretar correctamente esta norma técnica, los conceptos que se emplean en ella se definen así:

Abonado: *Persona física o jurídica que ha suscrito uno o más contratos para el aprovechamiento de la energía eléctrica.*

Abonado en alta tensión: *Persona física o jurídica que ha suscrito uno o más contratos para el aprovechamiento de la energía eléctrica en alta tensión.*

Abonado en baja tensión: *Persona física o jurídica que ha suscrito uno o más contratos para el aprovechamiento de la energía eléctrica en baja tensión.*

Abonado en media tensión: *Persona física o jurídica que ha suscrito uno o más contratos para el aprovechamiento de la energía eléctrica en media tensión.*

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.*

Alta tensión (abreviatura: AT): *nivel de tensión igual o superior a 100kV e igual o menor de 230 kV.*

Arranque en negro: *Capacidad de una unidad generadora de alcanzar una condición operativa a partir de un paro total sin la ayuda de la red eléctrica externa, es decir, cuando la barra de media tensión a la que se conecta el generador se encuentra sin energía (no tiene alimentación externa para el servicio propio)*

Área de distribución eléctrica: Área territorial, dentro del área de concesión administrativa en la cual la empresa distribuidora posee redes de distribución eléctrica.

Autoridad Reguladora: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. Ente Regulador.

Baja Tensión (abreviatura BT): nivel de tensión igual o menor de 1kV.

Bajo nivel de tensión: condición de tensión inferior al valor mínimo de operación normal permitido respecto del valor de tensión nominal, con una duración superior a un minuto.

Calidad del suministro eléctrico: Comprende las características de amplitud, frecuencia y forma de onda de la tensión utilizada para la entrega de la energía a los abonados o usuarios.

Cargabilidad: Medida de la utilización de un elemento o sistema con respecto a su capacidad nominal, máxima u otra.

Caso fortuito: acciones de la mano del hombre tales como: huelgas, vandalismo, conmoción civil, revolución, sabotaje y otras que estén fuera de control de la empresa eléctrica, las cuales deben ser demostradas y que afecten de tal manera que sobrepasen las condiciones que debieron considerarse en el diseño civil, mecánico y eléctrico en aras de un servicio eficiente (técnico y económico), continuo y de calidad.

Concesión: es la autorización que el Estado otorga para operar, explotar y prestar el servicio de generación, transmisión, distribución o comercialización de energía eléctrica.

Condición normal: Estado de un sistema de potencia que se encuentra operando dentro de los parámetros de calidad y seguridad exigidos y sin déficit de energía, exceptuando las interrupciones por mantenimiento programados.

Condición o estado de emergencia: Estado cuando un sistema de potencia no se encuentra operando dentro de sus parámetros de calidad y seguridad normales o existe riesgo de que se produzca una situación que afecte dichos niveles.

Confiability: Es la capacidad de un sistema eléctrico de seguir abasteciendo energía a una área, ante la presencia de cambios temporales en su topología o estructura (salida de líneas de transmisión y distribución, subestaciones, centrales eléctricas, etc.).

Contingencia: Es la salida de operación o desconexión de uno o más componentes del Sistema Eléctrico Nacional, tal como la salida de operación de un generador, una línea de transmisión, un interruptor u otro elemento eléctrico.

Continuidad del suministro eléctrico: Medida de la continuidad (libre de interrupciones) con la que se brinda la energía, para su utilización.

Contrato de conexión: Acto administrativo suscrito entre el ICE, la empresa de transmisión o la empresa distribuidora con un interesado (generador, una empresa de transmisión, una empresa distribuidora, un abonado o usuario en alta tensión), en donde se establecen las condiciones y requisitos técnicos y comerciales bajo los cuales se brindará el acceso, supervisión y operación integrada con el Sistema Eléctrico Nacional, así como las obligaciones, derechos y deberes a que se comprometen las partes.

Condición de operación aceptable de estado estable: Condición de un sistema de potencia en el cual, tras una contingencia, sus parámetros de tensión y frecuencia se encuentran iguales o por encima de los límites tolerables, tanto si se operada íntegramente o en islas.

Criterio de estabilidad de estado estacionario: Un sistema de potencia es estable en estado estacionario para una condición de operación, si después de una pequeña perturbación o disturbio, alcanza una condición de operación de estado estacionario semejante a la condición existente antes del disturbio.

Criterio de estabilidad transitoria: Un sistema de potencia es transitoriamente estable si para una condición de operación en estado estable y para un disturbio en particular alcanza una condición de operación aceptable de estado estable, después del disturbio.

Criterios de seguridad operativa: Conjunto de definiciones y reglas nacionales y regionales que establecen cómo se debe desempeñar el Sistema Eléctrico Nacional, tanto en condiciones normales de operación como durante contingencias.

Criticidad de un elemento del SEN: Un elemento del SEN presenta criticidad si ante su desconexión (sea programada o forzada) se pueden presentar condiciones de operación del SEN fuera de los parámetros establecidos por esta norma.

Déficit de potencia o energía: Condición en la cual hay insuficiencia en la oferta de potencia o energía para satisfacer la demanda requerida por el Sistema Eléctrico Nacional.

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.

Demanda máxima: valor más alto de la demanda en un período dado.

Disponibilidad: Condición de un elemento o sistema para estar en situación de cumplir con su función requerida en un instante o durante un intervalo dado.

Empresa de transmisión: Persona jurídica concesionaria que suministra el servicio eléctrico en la etapa de transmisión.

Empresa distribuidora: empresa cuya actividad consiste en la distribución de la energía eléctrica para su uso final en el área concesionada.

Empresa eléctrica: persona jurídica concesionaria que suministra el servicio eléctrico en cualquiera de sus etapas.

Empresa generadora: Persona jurídica concesionaria que suministra el servicio eléctrico en la etapa de generación.

Estado operativo de emergencia: Cualquier condición anormal de operación del SEN que resulta de una contingencia a nivel nacional o regional, durante la cual el sistema opera fuera de los límites establecidos en los criterios de calidad, seguridad y desempeño, representando peligro para la vida de las personas o para las instalaciones. Situación en la que no se puede satisfacer la demanda nacional de energía eléctrica.

Estatismo: Variación porcentual de la frecuencia por cada unidad de variación porcentual de la carga de un generador.

Falla: Cese de la capacidad o aptitud de un elemento o sistema para realizar la función para la que fue concebido.

Frecuencia de la tensión: tasa de repetición de la componente fundamental de la tensión, medida durante un segundo, expresada en Hertz (Hz).

Fuentes de energía renovable: fuentes de energía que están sujetas a un proceso de reposición natural y que están disponibles en el medio ambiente inmediato, tales como: la energía del sol, el viento, la biomasa, el agua, las mareas y olas, y los gradientes de calor natural.

Fuerza mayor: hechos de la naturaleza tales como huracanes, tornados, terremotos, maremotos, inundaciones y tormentas eléctricas, que sobrepasen las condiciones que debieron considerarse en el diseño civil, mecánico y eléctrico en aras de un servicio eficiente (técnico y económico), continuo y de calidad.

Función de transmisión: Trasiego, transferencia o transporte de energía eléctrica desde los puntos de producción hasta los puntos de transformación o retiro sin que haya distribución intermedia.

Generador privado: Empresa de capital privado o persona física que se dedica a generar energía eléctrica para su venta a una empresa que brinda el servicio público de electricidad en la etapa de distribución.

Generador: Empresa generadora de energía eléctrica.

Hueco de tensión (Sag): disminución del valor eficaz (rms) de tensión a 90 % hasta 10 % con respecto del valor de tensión nominal a frecuencia nominal, con una duración desde medio ciclo (8,33 ms) hasta un minuto.

Indisponibilidad de una unidad de generación: Estado operativo de una unidad de generación, en el cual no se encuentra disponible para producir electricidad, debido a algún evento directamente asociado con ella; es decir, es incapaz de mantenerse en servicio en el Sistema

Eléctrico Nacional, entrar en servicio o de mantenerse en reserva ya sea por un evento fortuito, programado o no programado.

Indisponibilidad forzada de una unidad de generación: Estado operativo de una unidad de generación en el cual no se encuentra disponible para producir electricidad como consecuencia de condiciones de emergencia, asociadas con la falla de algún componente o equipo de la unidad de generación, o por error humano, que provoca que la unidad salga de operación o sea incapaz de interconectarse y operar en sincronismo con el Sistema Eléctrico Nacional.

Indisponibilidad programada de una unidad de generación: Estado operativo de una unidad de generación en el cual no se encuentra disponible para producir electricidad debido a actividades de mantenimiento preventivo debidamente calendarizado y notificado al Operador del Sistema.

Indisponibilidad restrictiva de una unidad de generación: Estado operativo de una unidad de generación, en el cual no se encuentra disponible para producir electricidad debido a condiciones restrictivas del sistema de transmisión o distribución nacional.

Indisponibilidad: Condición que impide o restringe que un elemento o sistema esté en situación de cumplir con su función requerida en un instante dado o durante un intervalo dado.

Interesado: Persona física o jurídica que gestiona la interconexión y operación en paralelo con el Sistema Eléctrico Nacional.

Línea de distribución: Disposición de apoyos, ductos, conductores, aisladores y accesorios para distribuir electricidad, en forma aérea o subterránea, para su uso final, en media y baja tensión.

Línea de transmisión: Disposición de estructuras, conductores, aisladores y accesorios para transportar electricidad a alta tensión, entre dos nodos de un sistema de potencia eléctrica.

Media tensión (abreviatura: MT): nivel de tensión mayor a 1 kV pero menor o igual a 100 kV.

Norma técnica: Precepto obligatorio conformado por un conjunto de especificaciones, parámetros e indicadores que definen las condiciones de calidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima con que deben suministrarse los servicios eléctricos.

Normativa nacional: Conjunto de normas técnicas, procedimientos, criterios y en general cualquier documento en el que se establezcan reglas técnicas - económicas de aplicación obligatoria, emitida por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP).

Normativa regional: Conjunto de normas técnicas, procedimientos, criterios y en general cualquier documento en el que se establezcan reglas técnicas - económicas de aplicación obligatoria emitida por la Comisión Regional de Integración Eléctrica (CRIE).

Operación integrada: Es la forma de operación de un sistema de potencia en la cual los recursos de generación centralmente despachados se utilizan para cubrir la demanda, cumpliendo con los criterios adoptados de seguridad, confiabilidad, calidad y despacho económico.

Operación restrictiva: Condición de un elemento o sistema en la cual éste es operado o utilizado en condiciones limitadas con respecto a su capacidad o funcionalidad, como consecuencia de limitaciones técnicas ajenas a él.

Operación segura: Condición de operación integral de un sistema de potencia en la que no existe la posibilidad de que, ante una eventual falla de uno o varios elementos predefinidos en los Criterios de Seguridad Operativa, se produzca una salida total de operación del sistema o una condición que provoque deficiencias en la calidad y continuidad del transporte de energía.

Operador del Sistema: Unidad técnica que tiene la responsabilidad de dirigir y coordinar la operación del Sistema Eléctrico Nacional y del Mercado Eléctrico Nacional para satisfacer la demanda eléctrica del país, así como la coordinación y ejecución del trasiego de energía a nivel regional.

Parpadeo (Flicker): impresión de irregularidad de la sensación visual debida a un estímulo luminoso cuya luminosidad o distribución espectral fluctúa en el tiempo.

Participantes/agentes del SEN: Participantes de la industria eléctrica: Empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras y abonados o usuarios en alta tensión.

Perturbación: La perturbación describe el total acontecimiento que comienza con una falla y termina con el restablecimiento de las condiciones previas de calidad y confiabilidad en el suministro eléctrico.

Pico de tensión (Swell): aumento del valor eficaz (rms) de tensión a un valor comprendido entre el 110 % y 180 % de la tensión nominal a frecuencia nominal, con una duración desde medio ciclo (8,33 ms) hasta un minuto.

Planta de generación. Central eléctrica: Conjunto de obras civiles y equipamiento eléctrico y mecánico utilizado para la producción de energía eléctrica.

Potencia de falla: Es la potencia dejada de generar en una unidad de generación debido a situaciones ajenas a su operación.

Punto de conexión: Lugar topológico donde se enlaza la red del usuario con el Sistema Eléctrico Nacional.

Punto de entrega o Punto de acople común: El punto de entrega es el sistema de barras de la subestación donde se conecta el generador o usuario con la red de transmisión nacional o el punto en la red de distribución en donde se conecta el generador. En el caso de generadores que se conectan a la red de baja tensión el punto de entrega es el definido en la normativa técnica aplicable a acometidas.

Punto de Medición: El punto de medición es nodo de la red de transmisión o distribución donde instala el sistema de medición.

Racionamiento eléctrico: Condiciones de explotación del sistema eléctrico nacional, en las cuales, no es posible satisfacer, momento a momento y en forma total, la demanda de potencia y energía, debido a un déficit en la potencia, la energía o a condiciones de seguridad operativa del SEN. El racionamiento eléctrico implica la interrupción programada y ordenada del suministro eléctrico a los abonados y usuarios.

Red de distribución: es la etapa de la red eléctrica conformada por: las barras a media tensión de las subestaciones reductoras (alta/media tensión), subestaciones de maniobra o patios de interruptores, conductores a media y baja tensión, y los equipos de transformación, control, monitoreo, seccionamiento y protección asociados, para la utilización final de la energía.

Red de transmisión eléctrica: Parte de la red eléctrica conformada por: las líneas de transmisión, subestaciones elevadoras (media/alta tensión), subestaciones reductoras (barras de alta y media tensión), subestaciones de maniobra o patios de interruptores y los equipos de transformación, control, monitoreo y protección asociados, que cumple con la función de transmisión y está delimitada por los puntos de conexión de los agentes que inyectan o retiran energía.

Red de transmisión nacional: Toda la infraestructura de transmisión instalada y operada en el territorio nacional.

Red eléctrica: conjunto de elementos, en un sistema de potencia, mediante el cual se transporta la energía eléctrica desde los centros de producción y se distribuye a los abonados y usuarios.

Red nacional de distribución eléctrica: La conformada por las líneas de distribución eléctrica de las diferentes empresas distribuidoras de energía eléctrica.

Regulación primaria de frecuencia: Variación automática de la potencia entregada por la unidad de generación como respuesta a cambios de frecuencia en el sistema al ocurrir desbalances carga-generación.

Regulación secundaria de frecuencia: Es el ajuste fino que ejecuta el Control Automático de Generación (AGC) de la potencia del generador para restablecer el equilibrio carga-generación y los intercambios de potencia entre áreas de control.

Reserva de regulación secundaria para subir potencia activa: Sumatoria de las capacidades disponibles para incrementar su potencia activa hasta el límite técnico máximo de los generadores que operan bajo el control del AGC.

Reserva de regulación secundaria para bajar potencia activa: Sumatoria de las capacidades disponibles para reducir su potencia activa hasta el límite técnico mínimo de los generadores que operan bajo el control del AGC.

Reserva fría: Sumatoria de la potencia nominal (o efectiva) de las unidades que pueden arrancar, sincronizarse y llegar a plena carga en menos de 15 minutos

Reserva rodante: Sumatoria de las capacidades disponibles para incrementar su potencia activa de los generadores en línea cuyos gobernadores responden automáticamente ante los cambios de la frecuencia.

Seguridad operativa: Aplicación metódica de criterios y procedimientos en la planificación, diseño y operación del Sistema Eléctrico Nacional, con el objetivo de que pueda soportar los tipos de contingencias consideradas en los criterios de seguridad operativa, manteniendo una operación estable y limitando las consecuencias derivadas del evento o contingencia.

Servicio eléctrico: Disponibilidad de energía y potencia en las etapas de generación, transmisión y distribución, así como en las condiciones de su comercialización.

Sistema de medición: Es el grupo de equipos (contadores de energía, transformadores de potencial y corriente, etc.) que en conjunto se utilizan para la medición y registro de la energía y potencia que se inyecta o retira de un nodo del Sistema Eléctrico Nacional.

Sistema de protección: Es el grupo de equipos (transformadores de instrumento, relés, etc.) que en conjunto se utilizan para la protección de equipos o elementos de una red eléctrica.

Sistema Eléctrico Nacional (SEN): 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 y las cargas eléctricas de los usuarios. Conjunto de empresas y equipamientos en territorio nacional interconectados entre sí y regulados por las normas de la Autoridad Reguladora.

Subestación: Parte de un sistema eléctrico de potencia, donde pueden converger y originarse sistemas de generación, líneas de transmisión o de distribución de electricidad, conformada por transformadores de potencia, interruptores y equipos de control, medición y maniobra y cuya función es la de elevar o disminuir la tensión de la electricidad o de transferir el transporte o distribución de la misma entre diferentes elementos del sistema de potencia.

Transmisión: Transporte de energía a través de redes eléctricas de alta tensión.

Usuario en alta tensión: Persona física o jurídica conectado al Sistema Eléctrico Nacional en alta tensión y que es consumidor final de energía en ese punto de conexión.

Usuario: Persona física o jurídica que hace uso del Sistema Eléctrico Nacional.

Valor eficaz (rms): raíz cuadrada del valor medio de la suma de los cuadrados de los valores instantáneos alcanzados durante un ciclo completo de la onda de tensión o de corriente [...]

[...]

Artículo 12. Ajustes de los relés de frecuencia de las unidades de generación

El Operador del Sistema, especificará los rangos entre los cuales cada generador debe ajustar sus relés de frecuencia, de acuerdo con los estudios de análisis de estabilidad y será responsable de verificar los ajustes correctos de los relés de frecuencia de todas las unidades del parque de generación nacional, con potencias mayores a 1 MW [...]

[...]

Artículo 17. Mantenimiento del SEN

En la programación del mantenimiento de los diferentes elementos del SEN, se deberá reducir el impacto sobre la operación del sistema y evitar, en lo posible, la desconexión de carga. Anualmente bajo los procedimientos y mecanismos que proponga el Operador del Sistema y apruebe la Autoridad Reguladora, el ICE, las empresas de transmisión y de generación con potencias superiores a 1 MW y los abonados o usuarios en alta tensión, deberán de enviar al Operador del Sistema el programa de mantenimiento anual predictivo y preventivo de los generadores conectados al SEN a nivel de tensión nominal de 13,8 kV y superior; además de los elementos de la red de transmisión. El Operador del Sistema podrá hacer los ajustes necesarios en la calendarización de las actividades de mantenimiento con fines de seguridad operativa y de satisfacción óptima económica de la demanda. [...]

[...]

Artículo 18. Control de frecuencia: regulación secundaria y primaria

Todas las plantas del sistema con potencias superiores a 1 MW están en la obligación de operar cumpliendo con los requisitos técnicos indicados por el Operador del Sistema, salvo que por restricciones técnicas no estén en capacidad de operar en esa condición. Además, deberán garantizar el valor de estatismo requerido para su operación integrada en el SEN, de conformidad con los requerimientos del sistema eléctrico regional establecidos en la reglamentación del Mercado Eléctrico Regional. Asimismo, si el Operador del Sistema lo requiere, deberán participar en la regulación secundaria de frecuencia con sus propias unidades o por medio de plantas de otras empresas. El pago de tal servicio se hará bajo el esquema tarifario que establezca la Autoridad Reguladora.

De igual forma todas las unidades generadoras existentes y futuras, con potencias superiores a 1 MW, deben contribuir con la regulación primaria de frecuencia de conformidad con los requerimientos del SEN que establezca el Operador del Sistema. [...]

[...]

Artículo 29. Interconexión y libre acceso al SEN

El acceso al SEN es libre para cualquier persona física o jurídica, siempre y cuando el interesado, cumpla con las leyes de la República de Costa Rica y con las reglamentaciones y normas técnicas emitidas por la Autoridad Reguladora y siguiendo los procedimientos aprobados por la Autoridad Reguladora, conforme a las disposiciones de esta norma técnica. [...]

[...]

Artículo 30. Solicitud de conexión al SEN

En toda solicitud de conexión al SEN, el ICE, la empresa de transmisión o la empresa distribuidora, según corresponda, deben efectuar los estudios de viabilidad técnica y económica, los cuales deben ser evaluados y aprobados por el Operador del Sistema, salvo para plantas interconectadas a la red de distribución nacional, con potencias inferiores o iguales a 1 MW.

Si la conexión es viable dichas empresas deben ofrecer al interesado un punto de conexión al SEN, al nivel de tensión más adecuado, el cual por lo general será el sistema de barras de una de las subestaciones existentes en el SEN o el sistema de barras, de una nueva subestación que, según el estudio de viabilidad técnica, se necesite construir.

En el caso de redes de distribución, la interconexión directa a la red será permitida en casos excepcionales previo estudio técnico que demuestre la capacidad del circuito para trasegar la energía generada.

De igual forma el interesado puede proponer puntos de conexión al SEN. Para ello toda la información que utilice el ICE y las empresas de transmisión y de distribución para efectuar los estudios de viabilidad técnica y económica de la solicitud de conexión, será de acceso público. En caso de que el interesado esté disconforme con lo resuelto por el Operador del Sistema, el ICE, la empresa de transmisión o la empresa distribuidora, podrá acudir a la Autoridad Reguladora a resolver el diferendo. [...]

[...]

Artículo 31. Obligaciones del ICE y de las empresas de transmisión y distribución

Corresponden al Operador del Sistema, al ICE y a las empresas de transmisión y de distribución las siguientes obligaciones:

- a. Cumplir con los requisitos técnicos establecidos en esta norma.*
- b. Efectuar y comunicar los resultados al interesado, en un plazo máximo de 120 días naturales los estudios de la solicitud de conexión, incluyendo la revisión y aprobación por parte del Operador del Sistema, según lo establecido en el artículo 30*
- c. Formalizar el “Contrato de Conexión” que regule las condiciones técnicas, administrativas y comerciales de la conexión.*
- d. Verificar que el usuario cumpla con el “Contrato de Conexión”.*
- e. Cancelar al Operador del Sistema los cargos correspondientes al control, supervisión y operación integrada que establezca la Autoridad Reguladora.*

Corresponden al ICE, a las empresas de generación y distribución, a los usuarios en alta tensión y abonado-productor:

- f. Cancelar al Operador del Sistema los cargos correspondientes al control, supervisión y operación integrada que establezca la Autoridad Reguladora. Se exime de este pago a los generadores con una potencia inferior a 1MW.
- g. Mantener el cumplimiento de los requisitos técnicos establecidos en esta norma.
- h. Suministrar al Operador del Sistema la información que este requiera en el ejercicio de sus atribuciones. [...]

[...]

Artículo 32. Obligaciones de los abonados en alta tensión y generadores

Se establecen a los interesados en adquirir la condición de abonado en alta tensión o de generador las obligaciones siguientes, según les corresponda:

- a. Pagar al ICE, a la empresa de transmisión o a la empresa distribuidora los costos incurridos por la realización de los estudios que ocasionen la solicitud de conexión.
- b. Construir su instalación cumpliendo con las normas técnicas de diseño, construcción, montaje y equipos según lo establezcan las normas que propongan el Operador del Sistema, el ICE, las empresas de transmisión, las empresas distribuidoras o cualquier usuario del SEN y la Autoridad Reguladora apruebe.
- c. Cumplir con las condiciones particulares para la conexión establecidas en el “Contrato de Conexión”, de previo a la firma del mismo.

Se establecen a los abonados y usuarios de alta tensión y generadores las obligaciones siguientes, según les corresponda:

- d. Cancelar los cargos, donde sea aplicable, asociados a la conexión, uso y servicios de la red de transporte y de distribución, según lo establezca la Autoridad Reguladora.
- e. Mantener su instalación conforme a las normas técnicas de diseño, construcción, montaje, puesta en servicio, según lo establezcan las normas que propongan el Operador del Sistema, el ICE, las empresas de transmisión, las empresas distribuidoras o cualquier usuario del SEN y la Autoridad Reguladora apruebe.
- f. Operar y mantener sus instalaciones y equipos conforme a los requisitos técnicos establecidos en esta norma y de los que de ella se deriven. La operación y el mantenimiento de la conexión la podrá efectuar el ICE, la empresa de transmisión, la empresa distribuidora, el generador, el abonado o usuario, según se convenga en el contrato de conexión, pero en cualquier caso se hará con sujeción al plan de operación emitido por el ICE o la empresa distribuidora y aprobado por el Operador del Sistema.
- g. Dar un apropiado mantenimiento a los equipos e instalaciones de la conexión de manera tal, que se disponga de la máxima disponibilidad de la conexión.
- h. Instalar, operar y mantener los equipos de protección, interrupción, medición, telecomunicaciones, registrador de fallas, supervisión y control, según los requerimientos de la empresa de transmisión, de la empresa distribuidora y del Operador del Sistema.
- i. Mantener el cumplimiento de las condiciones particulares para la conexión establecidas en el “Contrato de Conexión”.
- j. Cancelar la energía que se consuma en el punto de conexión de acuerdo con las tarifas establecidas por la Autoridad Reguladora para el nivel de tensión de la conexión y el nivel de consumo.
- k. Cancelar al Operador del Sistema los cargos correspondientes al control, supervisión y operación integrada que establezca la Autoridad Reguladora. Se exime de este pago a los generadores con una potencia inferior a 1 MW [...]

[...]

Artículo 33. Propiedad de los equipos de conexión

Si la conexión es viable técnica y económicamente, pero el ICE, la empresa transmisora o la empresa distribuidora no posee los recursos técnicos y financieros para ofrecer el punto de conexión, el interesado podrá ejecutar con sus propios recursos la construcción del punto de conexión, siempre y cuando cumpla con los requisitos establecidos por la empresa de transmisión, la empresa distribuidora y el “Contrato de Conexión” (Capítulo VII de esta norma), y conforme con lo indicado en el inciso c) del artículo 32 de esta norma. .

Quando el punto de conexión requiera el seccionamiento de uno o más circuitos del sistema de transmisión o de distribución, el ICE, la empresa de transmisión o la empresa distribuidora, será responsable del diseño y la construcción de las nuevas líneas (variantes) y los correspondientes módulos de maniobra en el punto de conexión, de acuerdo con lo establecido en esta norma o la normativa regional, cuando corresponda. La propiedad de las nuevas líneas y módulos terminales (equipos de potencia, control, protecciones, medida, registro, comunicaciones y demás equipos) será del ICE, de la empresa de transmisión o de la empresa distribuidora, independientemente que dichos módulos se encuentren, o no, localizados en subestaciones de otro propietario, en cuyo caso el interesado deberá gestionar la servidumbre respectiva.

En el “Contrato de Conexión” se consignarán todas las obligaciones económicas, técnicas y jurídicas que sean aplicables entre el interesado y el ICE, la empresa de transmisión o la empresa distribuidora en el sitio de conexión y se establecerán los límites de propiedad de los equipos y de los predios y sus permisos de uso, así como la forma para delimitarlos. La propiedad del punto de conexión, así como de las nuevas líneas y módulos terminales de conexión al SEN (equipos de potencia, control, protecciones, medición, registro, comunicaciones y demás equipos) será del ICE, de la empresa de transmisión o de la empresa distribuidora.

La propiedad de los equipos que permitan el acceso del interesado al punto de conexión ofrecido por el ICE, la empresa de transmisión o la empresa distribuidora, puede ser del interesado o de la empresa respectiva. En este último caso, serán motivo de cargos por conexión, según establezca la Autoridad Reguladora. [...]

[...]

Artículo 35. Aspectos contractuales

El “Contrato de Conexión”, tanto para conexiones nuevas como para existentes, deberá incluir al menos la información siguiente:

- a. Definición de la terminología utilizada y la forma como debe interpretarse el contrato.
- b. Determinación del objeto y alcance del contrato, incluyendo las obligaciones que se impongan al Operador del Sistema, al ICE, a la empresa de transmisión, a la empresa distribuidora o al interesado.
- c. Cita de la legislación que forma parte del contrato y rige en su interpretación y alcance:
 - i. Leyes 7593, 7200, 7508 y sus reformas, y reglamentos y leyes conexas
 - ii. Resoluciones vigentes de cargos de conexión y transporte de energía, en las redes de transporte o de distribución, así como de los cargos por operación del sistema correspondiente al Operador del Sistema emitidas por la Autoridad Reguladora.
 - iii. Normas técnicas y económicas emitidas por la Autoridad Reguladora.
 - iv. Normas técnicas propuestas por el Operador del Sistema o el ICE y aprobadas por la Autoridad Reguladora
 - v. Cronograma para el diseño, adquisición, construcción y puesta en servicio de la conexión.
- d. Cargos por conexión a la red de transmisión o de distribución fijados por la Autoridad Reguladora
 - i. Determinación de los cargos a pagar por el interesado, forma de facturación y pago.
 - ii. Frecuencia de revisión de los cargos.
 - iii. Información que el interesado debe suministrar al Operador del Sistema, al ICE, empresa de transmisión o empresa distribuidora para que puedan calcular los cargos correspondientes y ser aprobados por la Autoridad Reguladora.
- e. Cargos correspondientes al control, supervisión y operación integrada del SEN, fijados por la Autoridad Reguladora.
- f. Descripción de las obras y equipos que hacen parte de la conexión así como los límites físicos de la propiedad:
 - i. Del inmueble.
 - ii. En los equipos de alta, media y baja tensión.
 - iii. En los circuitos de protecciones.
 - iv. En los circuitos de sincronización.
 - v. En los circuitos de control.
 - vi. En el equipo registrador cronológico de eventos y registrador de fallas.
 - vii. En telecomunicaciones y telecontrol.

- viii. *En los circuitos de medida y telemedida.*
 - ix. *En el sistema contra incendio.*
 - x. *Otros aspectos que sean necesarios especificar.*
- g. *De la transferencia al ICE, a la empresa de transmisión o empresa distribuidora de las líneas de derivación y del punto de conexión.*
- h. *Asignación de responsabilidad y las condiciones técnicas de la operación y mantenimiento, preventivo y correctivo, para coordinar su ejecución de tal forma que se reduzcan los tiempos de indisponibilidad de equipos y/o líneas.*
- i. *Derechos y condiciones de acceso de personal a las instalaciones.*
- j. *Los servicios prestados entre las partes tales como:*
- i. *La operación.*
 - ii. *El mantenimiento.*
 - iii. *Las comunicaciones.*
 - iv. *Los servicios auxiliares.*
 - v. *El suministro eléctrico para servicios propios.*
 - vi. *Préstamo o arriendo de equipo*
 - vii. *Servicios de supervisión, medición e información.*
- k. *Las responsabilidades para todos los servicios pactados entre las partes.*
- l. *Especificación del plazo de vigencia y causales de finalización del contrato.*
- m. *Las causales de modificaciones y cancelaciones del contrato.*
- n. *Pólizas de responsabilidad civil por los daños a consecuencia de deficiencias o fallas operativas en instalaciones y equipos.*
- o. *Requisitos técnicos solicitados por el Operador del Sistema.*
- p. *Listado de anexos que contengan los documentos relacionados con el contrato.*
- q. *Cualquier otro aspecto que regule los deberes y derechos de las partes. [...]*

[...]

Artículo 36. Procedimiento de la conexión

El procedimiento de la conexión se inicia con la solicitud de la conexión y termina con la puesta en servicio de la conexión, mediando la suscripción del “Contrato de Conexión”, como requisito indispensable para la puesta en operación de la conexión y la operación comercial. La puesta en operación de la conexión deberá ser aprobado por el Operador del Sistema tras la verificación de los requisitos técnicos de ésta norma e indicados en el contrato de conexión.

El Operador del Sistema, en coordinación con el ICE, la empresa de transmisión o la empresa distribuidora, es el responsable de establecer el procedimiento para la solicitud, estudio, aprobación, construcción y puesta en servicio de las conexiones al SEN. Dicho procedimiento deberá remitirlo a la Autoridad Reguladora para su análisis y aprobación.

Para los interesados en conectarse a la Red de Transmisión Regional, se deberá cumplir con los trámites y requisitos tanto de carácter nacional como regional. [...]

[...]

Artículo 42. Requisitos técnicos. Conexión de empresas distribuidoras y abonados de alta tensión al SEN

a. Equipo de interrupción

Toda conexión entre un abonado de alta tensión y una empresa distribuidora y el SEN debe ser controlada por interruptores de potencia capaces de interrumpir la máxima corriente de cortocircuito en el punto de conexión. Mediante los estudios indicados en el Capítulo III de esta norma, el ICE brindará a la empresa distribuidora y al abonado de alta tensión, los valores de corriente de cortocircuito y la capacidad de los interruptores de potencia del sistema de transmisión, en puntos de conexión existentes y futuros.

b. Equipo y esquema de protección

Si la conexión requiere la construcción de una nueva subestación para el seccionamiento de líneas del ICE o de la empresa de transmisión, los sistemas de protección a instalarse deben de ser compatibles técnicamente con los esquemas existentes en los extremos remotos de las líneas seccionadas. Los sistemas de protección a instalar por el abonado de alta tensión o por

la empresa distribuidora, deberán ajustarse a los requerimientos del Operador del Sistema y del ICE.

c. Equipo de telecomunicaciones

Se aplica lo establecido en el artículo 39, inciso d.

d. Equipo de medición

Los requisitos técnicos del equipo de medición se ajustarán con lo establecido en la norma técnica AR-NT-SUMEL, "Supervisión del uso, funcionamiento y control de medidores eléctricos" y con lo establecido en la reglamentación regional.

e. Equipo de registro de fallas

Aplica lo indicado en el artículo 39 inciso e).

f. Equipo de supervisión y control

Aplica lo estipulado en el artículo 39 inciso f).

g. Ajuste de protecciones

Los ajustes de protecciones que inciden sobre el comportamiento de la red de transmisión deben hacerse de manera integrada por el Operador del Sistema y el ICE o por la empresa de transmisión y ser comunicados a las empresas distribuidoras o abonados y abonados de alta tensión. Cuando fuere necesario, los ajustes de las protecciones se deben coordinar con referencia al punto de conexión para asegurar la desconexión rápida y selectiva del equipo en falla. El Operador del Sistema las empresas trasmisoras, los abonados de alta tensión y las empresas distribuidoras, deberán acordar los medios y la periodicidad y el intercambio de información necesaria para la elaboración de los estudios de coordinación de protecciones, mediante los procedimientos que el Operador del Sistema establezca y apruebe la Autoridad Reguladora.

h. Trabajos en el equipo de protección

Ningún sistema de protección (excepto aquellos con disparo asociado a equipo propio de los abonados de alta tensión o de las empresas distribuidoras) puede ser intervenido o alterados por el personal de éstas, sin la anuencia de las empresas transmisoras y del Operador del Sistema.

i. Puesta a tierra del neutro

El abonado de alta tensión o la empresa distribuidora, implementarán los sistemas de puesta a tierra de sus instalaciones de conformidad con los lineamientos que establezca el ICE.

j. Relés de frecuencia

Cada abonado de alta tensión o empresa distribuidora, debe disponer la infraestructura y equipo necesario para la desconexión automática de carga por baja frecuencia de conformidad con lo indicado en el artículo 11. [...]

[...]

Artículo 44. Disponibilidad, continuidad y seguridad

La disponibilidad, continuidad y seguridad del SEN, en aras de mantener su operación óptima, asegurar la selectividad de los sistemas de protección y la seguridad en la ejecución correcta de las maniobras ordenadas por el Operador del Sistema, son responsabilidad de los generadores, de las transmisoras, de las distribuidoras y de los abonados o de los usuarios en alta tensión. [...]

[...]

Artículo 123. Productor consumidor no interconectado a la red.

El productor-consumidor con un sistema de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables, no interconectado a la red de distribución, no estará sujeto a la regulación dictada por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos [...]

[...]

Artículo 124. Modalidades de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables interconectadas a la red.

La actividad de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables interconectadas a la red se desarrollará y operará bajo las siguientes modalidades:

- a. **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.
- b. **Neta completa (venta de excedentes):** 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 [...]

[...]

Artículo 125. Generación distribuida para autoconsumo en su modalidad medición neta sencilla.

La actividad de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables, utilizando el modelo contractual de medición neta sencilla, no es servicio público; consecuentemente, no estará sujeta a la regulación de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. Dicha actividad se regirá por lo que establezca para tales efectos el Ministerio de Ambiente y Energía como ente rector en la materia. No obstante lo anterior, en lo que se refiere a su interacción con la red de distribución, estará sujeta a la regulación dictada por la Autoridad Reguladora en esta materia [...]

[...]

Artículo 126. Generación distribuida para autoconsumo en su modalidad neta completa

La actividad de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables, utilizando el modelo contractual de medición neta completa (venta de excedentes), es servicio público y se regirá por lo establecido en la Ley 7200, la Ley 7593 y sus reformas; así como las normas y reglamentos técnicos, metodologías tarifarias y tarifas fijadas para tales efectos por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. Asimismo, en lo que le sea aplicable, se regirá por lo establecido para tales efectos por el Ministerio de Ambiente y Energía [...]

[...]

Artículo 127. Relación empresa distribuidora y productores consumidores.

Las relaciones entre las empresas distribuidoras y los productores-consumidores con un sistema de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables, interconectado a la red de distribución, utilizando el modelo contractual de medición neta sencilla, se regirán por el contrato de interconexión establecido por el MINAE, respetando para ello la regulación establecida por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos en lo relativo a sus competencias [...]

[...]

Artículo 128. Cumplimiento de normativa técnica en materia de distribución.

Corresponde a las empresas distribuidoras y al productor-consumidor con un sistema de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables, interconectado a la red de distribución, utilizando el modelo contractual de medición neta sencilla, cumplir con los criterios de calidad, de conformidad con las normas y reglamentos técnicos establecidos por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos en lo que corresponda [...]

2. Modificar el nombre del capítulo XII de la norma AR-NT-POASEN, para que se lea de la siguiente manera:

[...]

CAPÍTULO XII GENERACION DISTRIBUIDA PARA AUTOCONSUMO [...]

3. Derogar los artículos 129, 130, 131, 132, 133, 134, 135, 136, 137, 138, 139, 140, 141, 142, 143, 144, 145, 146, 147, 148, 149, 150, 151, 152, 153, 154, 155, 156, 157, 158 y 159 de la norma AR-NT-POASEN, y córrase la numeración a partir del CAPITULO XIII.

VI.B EN CUANTO A LA NORMA AR-NT-SUCOM:

1. Modificar los artículos 2, 21, 28 y 40 de la norma AR-NT-SUCOM, para que se lean de la siguiente manera:

[...]

Artículo 2. Propósito

El propósito de la presente norma es, definir y describir, las condiciones técnicas, comerciales, contractuales y de desempeño que rigen para la prestación del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica, en las siguientes áreas:

- a. *Técnica: condiciones y responsabilidades de las partes en la interconexión de la instalación eléctrica de la edificación y la red eléctrica de la empresa.*
- b. *Comercial: lectura, facturación, cobro, suspensión del servicio, clasificación y aplicación del régimen tarifario y otras actividades relacionadas con la venta o comercialización de la energía eléctrica.*
- c. *Régimen contractual en la prestación del suministro eléctrico: derechos y obligaciones de las empresas, abonados y usuarios.*
- d. *Desempeño en el régimen comercial de las empresas distribuidoras y comercializadoras.*
- e. *Interconexión, acceso y suministro eléctrico para abonados productores o usuarios productores*

[...]

Artículo 21. Bases para medidores

Las bases para enchufar los medidores serán suministradas al interesado por parte de la empresa y retiradas en ella. Las bases para medidores deberán cumplir con las condiciones técnicas establecidas en la norma técnica AR-NT-SUMEL "Supervisión del uso, funcionamiento y control de medidores de energía eléctrica". En el caso de que el usuario suministre las bases de medidor, las mismas se ajustarán a lo establecido en dicha norma. [...]

[...]

Artículo 28. Depósito en garantía

Para garantizar el pago del servicio, la empresa exigirá a sus nuevos abonados, un depósito en garantía equivalente a una facturación mensual de energía y potencia, si ésta última corresponde, según la tarifa vigente y de acuerdo con su clasificación tarifaria. Este depósito será devuelto al abonado en caso de que solicite el retiro del servicio, siempre y cuando se encuentre al día en sus obligaciones comerciales con la empresa. Mientras no exista registro del consumo real, la empresa cobrará inicialmente, para los nuevos abonados, un depósito en garantía provisional, con base en la tabla de estimación de consumo según cargas, que a continuación se detalla:

Para cargas declaradas menores o iguales a 12 000 Watt:

$$CE = 25 \times CD(\text{kWatt}) \times 1(\text{hora})$$

En donde,

CE= Consumo mensual estimado en kWh

CD= Carga declarada

Para cargas declaradas mayores a 12 000 Watt:

$$CE = 300 (\text{kWh}) + CA(\text{kWh})$$

En donde,

CE= Consumo mensual estimado

CA= 20 (kWh) por cada 1000 Watt adicionales a 12 000 Watt de carga declarada

Para el cobro del depósito en garantía correspondiente a la demanda, la empresa lo realizará con base en la información de potencia instalada, la proyección de máxima demanda de potencia, suministrada por el abonado o usuario, y la energía estimada.

Estimados el consumo y la demanda, se aplican los valores de la tarifa que le corresponde al nuevo abonado, determinándose así el monto del depósito provisional, el cual podrá ser cubierto en efectivo, por certificados de inversión a satisfacción de la empresa o garantías de cumplimiento con cualquier banco del Sistema Bancario Nacional o el Instituto Nacional de Seguros. El depósito en garantía permanente se registrará por lo establecido en el artículo 43. [...]

[...]

Artículo 40. Facturación del servicio

La empresa eléctrica facturará al abonado o usuario lo correspondiente al consumo de energía o energía y potencia según corresponda, así como lo relativo a impuestos de ley y otros afines al servicio, de acuerdo con el pliego tarifario, reglamentos y disposiciones vigentes aprobadas por ARESEP o disposiciones legales. No se deberán incluir en la factura, rubros ajenos a las actividades de distribución y comercialización.

La palabra mes y mensual para los efectos de la facturación significan el intervalo comprendido entre dos lecturas regulares del contador, que serán tomadas en el mismo día de cada mes o días próximos. Todas las facturaciones o recibos por energía eléctrica deben contener como mínimo la siguiente información:

- a. Nombre del abonado.
- b. Localización geográfica y topológica.
- c. Dirección exacta.
- d. Número de medidor.
- e. Tarifa aplicada y monto a cancelar desglosado de conformidad con la estructura tarifaria vigente.
- f. Fecha de lecturas de los registros de energía, potencia y factor de potencia. Estos dos últimos cuando corresponda.
- g. Lecturas de los registros de energía y potencia (actual y anterior).
- h. Consumo de kWh (indicar si es leído o estimado).
- i. Costo del kWh y estructura tarifaria
- j. Demanda máxima (lectura, constante).
- k. Fecha de vencimiento de la factura.
- l. Costo por kWh del alumbrado público.
- m. Importes por energía (kWh), demanda (kW), alumbrado público, etc.
- n. Total del monto por pagar.
- o. Monto del depósito en garantía.
- p. Fecha de emisión del recibo.
- q. Fecha de puesta al cobro de la facturación.
- r. Tipo de servicio.
- s. Número de la factura.
- t. Histórico de consumo de los últimos seis meses.
- u. Otros tales como:
 - 1- Multas por atrasos en el pago, penalización por bajo factor de potencia y cualquier otra multa aplicable.
 - 2- Ajustes o compensaciones tarifarias o por calidad del suministro eléctrico.
 - 3- Impuestos de ley.
 - 4- Justificación o razón para estimar lecturas.
 - 5- Número telefónico de atención de quejas de la empresa.
 - 6- Cualquier otra información a criterio de la empresa o de la ARESEP. [...]

2. Modificar el artículo 3 de la norma AR-NT-SUCOM, para que se incluyan las siguientes definiciones:

[...]

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

Cargo por acceso: monto que se debe cancelar como pago por el uso de la red de distribución por parte del abonado o abonado-productor y que corresponde a los costos en que incurre la empresa eléctrica para brindar el servicio, conforme a lo que determine la Autoridad Reguladora.

Contrato de interconexión para abonados productores: es el instrumento suscrito entre la empresa distribuidora y el productor-consumidor donde se establecen las condiciones bajo las cuales interactuará éste último con la red de distribución eléctrica.

Fuentes de energía renovable: fuentes de energía que están sujetas a un proceso de reposición natural y que están disponibles en el medio ambiente inmediato, tales como: la energía del sol, el viento, la biomasa, el agua, las mareas y olas, y los gradientes de calor natural.

Usuario productor o Productor consumidor: persona física o jurídica que hace uso del servicio eléctrico en determinado establecimiento, casa o predio, y que además, con autorización del abonado, 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 [...]

3. Adicionar un nuevo Capítulo XVI en la norma AR-NT-SUCOM y consecuentemente correr la numeración, para que se lea de la siguiente manera:

[...]

CAPÍTULO XVI

INTERCONEXIÓN, ACCESO Y SUMINISTRO ELÉCTRICO PARA ABONADOS-USUARIOS-PRODUCTORES

Artículo 125. Aplicabilidad normativa.

Todos los aspectos regulados en esta norma relacionados con la prestación técnica y comercial del suministro eléctrico, son de aplicabilidad para los abonados y usuarios productores. Los artículos de este capítulo prevalecerán sobre el resto del articulado para el caso de los abonados y usuarios productores.

Artículo 126. Libre interconexión y operación de generadores a la red de distribución.

Las empresas distribuidoras permitirán a sus abonados o usuarios (con la autorización del abonado y su disposición a firmar el contrato respectivo) actuales o futuros, interconectar y operar sistemas de generación para autoconsumo a partir de fuentes de energía renovables, siempre y cuando la red de distribución cuente con las condiciones técnicas para tal efecto y el interesado cumpla con las condiciones técnicas, comerciales y requisitos establecidos en esta norma, y las que con fundamento en ella, establezcan las empresas distribuidoras.

Artículo 127. Requisito para la interconexión de generadores a la red de distribución

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".

Artículo 128. Capacidad de acceso

Las empresas eléctricas efectuarán los estudios técnicos necesarios para cuantificar la capacidad de sus redes de distribución para la operación en paralelo de abonados productores, según lo establecido en el Reglamento de Generación Distribuida para Autoconsumo con Fuentes Renovables Modelo de Contratación Medición Neta Sencilla , garantizando que la operación de sus generadores para autoconsumo no interfieran con la calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima del suministro eléctrico, de conformidad con las normas técnicas regulatorias emitidas por la Autoridad Reguladora.

Artículo 129. Limitaciones de acceso

En toda solicitud de conexión de un generador a la red de distribución, la empresa distribuidora deberá efectuar el estudio de viabilidad técnica correspondiente, velando por que el suministro eléctrico al interesado y a los demás abonados o usuarios, se mantenga acorde con los criterios normativos emitidos por la Autoridad Reguladora en lo que respecta a calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima.

Artículo 130. Adecuaciones de red

Las extensiones y adecuaciones de la red de distribución para la interconexión de abonados productores se regirá de conformidad con lo establecido en el artículo 123 de esta norma técnica regulatoria.

Artículo 131. Punto de interconexión

El punto de interconexión, para efectos comerciales, técnicos y de límites de responsabilidad, del abonado productor con la red de distribución, lo será el punto de entrega, de conformidad con lo establecido en el artículo 15 de esta norma técnica regulatoria.

La habilitación de todo servicio para un abonado productor, requiere la verificación establecida en la norma técnica regulatoria AR-NT-SUINAC “Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas” vigente.

Artículo 132. Contrato de interconexión

Es responsabilidad de la empresa distribuidora asegurar que el contrato de interconexión y operación de un generador para autoconsumo, por parte de un abonado o usuario productor, contenga las cláusulas contractuales necesarias para que:

a. La infraestructura de la interconexión se construya y se mantenga conforme a la norma AR-NT-SINAC “Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas” vigente.

b. La operación del generador para autoconsumo no interfiera en la calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima de otros abonados o usuarios, establecida en las normas técnicas regulatorias emitidas por la Aresep.

c. El abonado o usuario productor se haga responsable de los daños que cause a la empresa eléctrica y a otros abonados o usuarios. No obstante, la empresa eléctrica deberá resarcir los daños, que la operación del generador del abonado o autoproducer, cause a otros usuarios, debiendo en sede administrativa o judicial, cobrar dichos costos al abonado productor.

Artículo 133. Cargo por acceso e interconexión a la red de distribución

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.

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 total de energía retirada de la red de distribución, 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.

Artículo 135. Facturación del alumbrado público

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.

Artículo 136. Sistema de medición

El costo del sistema de medición para el registro de la energía depositada y retirada en los servicios con generación para autoconsumo en su modalidad medición neta sencilla no podrá ser cargado a las tarifas del servicio de suministro de energía eléctrica en su etapa de distribución y dicho sistema de medición deberá ser administrado, operado y mantenido por la empresa eléctrica.

Este sistema de medición deberá cumplir con lo establecido en el capítulo IV Inscripción del Modelo de la Norma AR-NT-SUMEL “Supervisión del uso, funcionamiento y control de medidores de energía eléctrica”.

Artículo 137. Facturación de la modalidad contractual “Medición Neta Sencilla”

En el caso de existir un excedente de la producción con respecto al consumo mensual, este debe reflejarse en la facturación del respectivo mes junto con el acumulado correspondiente, a efectos de compensar el excedente en las facturaciones subsiguientes y facturar el costo de acceso indicado en el artículo 133 de esta norma. El cierre para la liquidación de excedentes se hará en la facturación correspondiente al doceavo mes del periodo de doce meses consecutivos convenidos entre las partes. [...]

VI.C EN CUANTO AL PRECIO DE LIQUIDACION DE LA ENERGÍA ENTREGADA (VENTA DE EXCIDENTES):

Derogar la resolución RJD-018-2015, mediante la cual Junta Directiva 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*”.

VI.C EN CUANTO AL CARGO DE INTERCONEXIÓN A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN:

Derogar la resolución 022-RJD-2015, mediante la cual Junta Directiva 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*”.

VI.D EN CUANTO AL CARGO POR ACCESO A LAS REDES DE DISTRIBUCION:

Aprobar la siguiente metodología:

METODOLOGÍA DE FIJACIÓN PARA LA TARIFA DE ACCESO A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN POR PARTE DEL PRODUCTOR-CONSUMIDOR

1. OBJETIVOS Y ALCANCE

1.1 Objetivos

Los objetivos de la presente metodología son:

- a. Definir el procedimiento para establecer la tarifa de acceso a las redes de distribución por parte del productor-consumidor.
- b. Cumplir con lo dispuesto en el Decreto Ejecutivo N° 39220-MINAE, en lo que corresponda.
- c. Contar con procedimientos de cálculo de tarifas que sean claros y verificables.
- d. Salvaguardar los intereses de los productores-consumidores, del consumidor final y de las empresas distribuidoras, mediante el cumplimiento del principio del servicio al costo.
- e. Garantizar el criterio de equilibrio financiero del prestador del servicio público establecido en la Ley N° 7593.
- f. Establecer un trato equitativo entre los diferentes tipos de usuarios, según su naturaleza.
- g. Propiciar que su implementación contribuya con el modelo eléctrico del país y se contribuya con la prestación óptima del servicio de suministro eléctrico que se brinda a todos los abonados del sector eléctrico, de acuerdo con lo establecido en los Decretos Ejecutivos N° 30065-MINAE y el N° 39220-MINAE.
- h. Propiciar el desarrollo de las fuentes renovables de energía, según lo establecido en la Ley N° 7593 y las políticas sectoriales vigentes incluidas en el VII Plan Nacional de Energía 2015-2030.

1.2 Alcance

El alcance de esta metodología está delimitada como sigue:

- a. Esta metodología y la respectiva tarifa se aplican según los criterios establecidos en el Decreto Ejecutivo N°39220-MINAE y el Dictamen C-165-2015 de la Procuraduría General de la República.
- b. Se aplica en todo el territorio nacional.
- c. Se aplica para todas las empresas distribuidoras de electricidad, según sus propios costos de distribución y comercialización.
- d. La tarifa que se fija de acuerdo con esta metodología se aplica para todos los abonados que tengan la condición de productor-consumidor y un contrato de interconexión vigente según los términos del Decreto N° 39220-MINAE.
- e. La tarifa se cobrará sobre todos los kWh que un productor-consumidor retire de la red de distribución luego de haberlos depositado en la red.
- f. Los kWh que el productor-consumidor retire de la red sin haberlos depositado, es decir, los que consuma provenientes de la red, pero generados por otras plantas distintas a la propia, se cobrarán por parte de la empresa distribuidora con base en los pliegos tarifarios que cada empresa tenga debidamente aprobados. Estas tarifas ya tienen incluidos los costos

de acceso asociados a la distribución como parte de su estructura normal de costos, solo que a través de tarifas que integran en un solo monto los costos de generación, transmisión y distribución (tarifas integrales).

- g. El cálculo de la tarifa que se derive de esta metodología se realizará en el mismo proceso tarifario mediante el cual se actualizan las tarifas del sistema de distribución de cada empresa distribuidora. No obstante, la primera aplicación se realizará según lo indicado en apartado VI del presente documento.

2. METODOLOGÍA

El precio por acceso contempla todos los costos necesarios para que el productor-consumidor tenga acceso a la red de distribución y esté continuamente (salvo fuerza mayor) interconectado a la misma.

Para efectos de establecer la tarifa de acceso de un productor-consumidor a la red de distribución, se contemplarán los costos asociados a la operación, mantenimiento y administración de la actividad de distribución de cada uno de los operadores públicos o cooperativas. Dichos costos son los que se obtienen en cada fijación tarifaria del sistema de distribución de conformidad con la metodología RJD-139-2015 (metodología ordinaria de distribución) y sus modificaciones. Es importante aclarar que dentro de los costos no se incorporan las compras de energía y potencia, costos propios de generación, ni el peaje de transmisión.

La tarifa de acceso será un pago que se realizará a la empresa distribuidora de energía eléctrica en por parte del productor-consumidor, por cada unidad de energía consumida (kWh) que éste retire de la red, asociada a la energía que previamente había depositado. Por lo tanto se pagará en los meses en que se dé dicho retiro.

La tarifa por acceso en colones por kWh para todo productor-consumidor se calcula de la siguiente manera:

$$TA_{em,t+1} = \frac{CD_{em,t+1}}{Rt_{em,t+1} + VTE_{em,t+1}} \quad (\text{Fórmula 1})$$

Donde:

$TA_{em,t+1}$ = Tarifa de acceso a la red en colones por kWh para la empresa em para el periodo t+1.

$CD_{em,t+1}$ = Costos de la actividad de distribución, en colones, obtenidos del estudio tarifario del sistema de distribución de la empresa em, para el periodo en que estará vigente la tarifa (t+1) (ver fórmula 2).

$VTE_{em,t+1}$ = Ventas de energía, total anual estimado en kWh para la empresa em, para el mismo periodo de referencia de la estimación de los costos de distribución, según información disponible al momento en que se realiza el estudio tarifario del sistema de distribución (periodo t+1). No incluye ventas a alumbrado público.

$Rt_{em,t+1}$ = Estimación de la energía (kWh) retirada de la red por los productores-consumidores conectados a la red de distribución de la empresa em, de la energía previamente inyectada por ellos mismos, para el periodo t+1.

t+1 = Periodo en el que estará vigente la tarifa de acceso.

em = Empresa distribuidora.

A su vez, los costos de distribución (CD) en colones para cada una de las empresas distribuidoras de electricidad em, en el periodo de referencia (t+1), se obtienen de la siguiente manera:

$$CD_{em,t+1} = COMA_{em,t+1} - CEP_{em,t+1} - Peaje_{em,t+1} + (R_{em,t+1} * BT_{em,t+1}) \quad (\text{Fórmula 2})$$

Donde:

$CD_{em,t+1}$ = Costos de la actividad de distribución, en colones, obtenidos del estudio tarifario de la empresa em, para el periodo en que estará vigente la tarifa (t+1).

- $COMA_{em,t+1}$ = Costos y gastos totales de operación, mantenimiento y administración así como, otros costos en que incurran los operadores para brindar el servicio de distribución, en colones, obtenidos del estudio tarifario de la empresa em para el periodo en que estará vigente la tarifa (t+1).
- $CEP_{em,t+1}$ = Compras de energía y potencia de la actividad de distribución en colones, obtenidos del estudio tarifario de la empresa em para el periodo en que estará vigente la tarifa (t+1).
- $Peaje_{em,t+1}$ = Costo del peaje de transmisión por las compras de energía de la actividad de distribución en colones, obtenidos del estudio tarifario de la empresa em para el periodo en que estará vigente la tarifa (t+1).
- $R_{em,t+1}$ = Tasa de rédito del sistema de distribución calculada mediante el WACC, obtenido del estudio tarifario de la empresa em para el periodo en que estará vigente la tarifa (t+1).
- $BT_{em,t+1}$ = Base tarifaria del sistema de distribución, formada por la sumatoria del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado Promedio (AFNORP) y el Capital de trabajo, obtenidos del estudio tarifario de la empresa em para el periodo en que estará vigente la tarifa (t+1).

3. AJUSTES Y REVISIONES

La fijación de la tarifa de acceso se realizará de forma simultánea y en el mismo proceso ordinario que las fijaciones de las tarifas de distribución de cada empresa distribuidora de energía eléctrica.

Por lo que si las empresas reguladas solicitan una fijación tarifaria ordinaria para su sistema de distribución de electricidad, la petición debe incluir también los cálculos y propuesta de ajuste la tarifa de acceso.

4. DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

La tarifa resultante (TA) será aplicable a los kWh retirados de la red de distribución por el productor-consumidor, provenientes de su generación propia, que han sido previamente depositados en dicha red, es decir los kWh retirados de la red en compensación de los kWh previamente inyectados.

Para los kWh consumidos provenientes de la red de distribución de la empresa, pero que no corresponden a los kWh previamente inyectados, se les aplicará la tarifa establecida en los pliegos tarifarios vigentes de cada empresa distribuidora de conformidad con la categoría de consumidor establecidos en los mismos (por ejemplo residencial, general, 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 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, y potencia que tenga establecido el correspondiente pliego tarifario, según la categoría de consumidor y al precio establecido en el pliego tarifario vigente para la correspondiente categoría tarifaria del consumidor, y se cobrará 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.

5. REQUERIMIENTOS DE INFORMACIÓN

Toda la información necesaria para la aplicación de esta metodología la establecerá la Intendencia de Energía.

6. APLICACIÓN POR PRIMERA VEZ

Una vez aprobada y publicada en *La Gaceta* la presente metodología, la Intendencia de Energía (IE) realizará de oficio en un plazo no mayor a los 30 días hábiles, la propuesta de fijación tarifaria de la tarifa de acceso correspondiente para todas las empresas distribuidoras. Para tales efectos se tomará la información de costos y mercado utilizada en los cálculos de las

tarifas vigentes a ese momento, según la metodología y criterios tarifarios que se aplicaron en la correspondiente fijación.

Para la aplicación por primera vez, la fórmula 2 se sustituirá por la fórmula 3 siguiente, para las empresas en las cuales no se tenga por separado la actividad de generación de la actividad de distribución y para las cuales tengan incluidos los gastos financieros dentro de los costos y gastos de las tarifas vigentes en ese momento:

$$CD_{em,t+1} = COMA_{em,t+1} - CEP_{em,t+1} - Peaje_{em,t+1} - CGE_{em,t+1} - GF_{em,t+1} + (R_{em,t+1} * BT_{em,t+1})$$

(Fórmula 3)

Donde:

$CGE_{em,t+1}$ = Gastos totales de generación en colones obtenidos del estudio tarifario de la empresa em para el periodo en que estará vigente la tarifa (t+1).

$GF_{em,t+1}$ = Gastos financieros en colones obtenidos del estudio tarifario de la empresa em para el periodo en que estará vigente la tarifa (t+1).

7. DEROGATORIA

Deróguese la resolución RJD-021-2015 del 26 de febrero de 2015, mediante la cual la Junta Directiva 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" [...]

VII. Tener como respuesta a las posiciones y oposiciones presentadas durante la respectiva audiencia pública, el detalle del análisis que se realiza en el Considerando I. de la presente resolución.

VIII. Instruir a la Dirección General de Operaciones para que se proceda con los trámites necesarios para la publicación de la presente resolución en el diario oficial *La Gaceta*.

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

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

PUBLÍQUESE Y NOTIFÍQUESE.

DENNIS MELÉNDEZ HOWELL, EDGAR GUTIÉRREZ LÓPEZ, PABLO SAUMA FIATT, SONIA MUÑOZ TUK, ALFREDO CORDERO CHINCHILLA, SECRETARIO.

1 vez.—Solicitud N° 48386.—O. C. N° 8781-2016.—(IN2016012017).