

RESOLUCIÓN 15 DE 2018

(enero 29)

Diario Oficial No. 50.496 de 3 de febrero de 2018

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía.

Resumen de Notas de Vigencia

NOTAS DE VIGENCIA:

- Complementada por la Resolución 101-19 de 2023, 'por la cual se complementa la Resolución 101-18 de 2022, 'por la cual se establecen las reglas para la realización de las auditorías a la información del esquema de calidad del servicio en los Sistemas de Distribución Local', publicada en el Diario Oficial No. 52.447 de 5 de julio de 2023. Rige a partir de su publicación en el Diario Oficial No. 52.447 de 5 de julio de 2023.
- Modificada por la Resolución 101-32 de 5 de octubre de 2022, 'por la cual se establecen los criterios para la regulación de la calidad del servicio en los Sistemas de Distribución Local', publicada en el Diario Oficial No. 52.162 de 19 de octubre de 2022.
- Modificada por la Resolución 101-27 de 16 de septiembre de 2022, 'por la cual se permite el cierre de los sistemas de distribución de energía eléctrica y se dictan otras disposiciones', publicada en el Diario Oficial No. 52.162 de 19 de septiembre de 2022.
- Modificada por la Resolución 101-22 de 2022, 'por la cual se establecen las reglas para realizar las auditorías a la información del esquema de calidad del servicio en los Sistemas de Distribución Local', publicada en el Diario Oficial No. 52.142 de 30 de agosto de 2022.
- Modificada por la Resolución 101-12 de 2022, 'por la cual se establecen reglas sobre la aplicación de las auditorías a la información del esquema de calidad del servicio en los Sistemas de Distribución Local', publicada en el Diario Oficial No. 52.142 de 30 de agosto de 2022.
- Modificada por la Resolución 101-9 de 2022, 'por la cual se modifican las disposiciones relativas a la regulación de la calidad del servicio en los Sistemas de Transmisión Regional', publicada en el Diario Oficial No. 52.011 de 20 de abril de 2022.
- Modificada por la Resolución 222 de 2021, 'por la cual se modifica el Capítulo 9 de la Resolución 101-12 de 2022'.
- Modificada por la Resolución 195 de 19 de octubre de 2020, 'por la cual se modifican algunas disposiciones de la Resolución 101-12 de 2022', publicada en el Diario Oficial No. 51.475 de 22 de octubre de 2020.
- Modificada por la Resolución 167 de 2020, 'por la cual se modifican y se establecen medidas de control para la actividad de distribución de energía eléctrica en los Sistemas de Distribución Local', publicada en el Diario Oficial No. 51.437 de 14 de septiembre de 2020.
- Modificada por la Resolución 199 de 2019, 'por la cual se modifican algunas disposiciones de la Resolución 101-12 de 2022', publicada en el Diario Oficial No. 51.437 de 14 de septiembre de 2020.
- Modificada por la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican algunas disposiciones de la Resolución 101-12 de 2022', publicada en el Diario Oficial No. 51.437 de 14 de septiembre de 2019.
- Modificada por la Resolución 85 de 2018, 'por la cual se aclaran y corrigen algunas disposiciones de la Resolución 101-12 de 2022', publicada en el Diario Oficial No. 51.437 de 14 de septiembre de 2018.

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS,

en ejercicio de sus atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por las Leyes 1

2004 y [1260](#) de 2013,

A

CONSIDERANDO QUE:

Le corresponde a la CREG señalar las políticas generales de administración y control de eficiencia y definir el régimen tarifario con fundamento en los criterios establecidos para garantizar el cumplimiento conforme a la política pública del Gobierno nacional.

En virtud de lo dispuesto en el Capítulo V de la Ley [142](#) de 1994, las fórmulas tarifarias tienen una obstante, la Comisión deberá iniciar la actuación administrativa para fijar las nuevas tarifas, doce meses siguiendo el procedimiento establecido en el artículo [11](#) del Decreto número 2696 de 2004 sobre re

De acuerdo con lo dispuesto en el artículo [85](#) de la Ley 143 de 1994, las decisiones de inversión en quienes asumen en su integridad los riesgos inherentes a la ejecución y explotación de los proyectos

Mediante el Decreto número 387 de 2007, modificado por los Decretos números 4977 de 2007 y 15 de comercialización del servicio de energía eléctrica, incluyendo a los usuarios del STN como parte

A su vez, el Decreto número 1937 de 2013, estableció que los planes de reducción de pérdidas ordenan la aplicación una vez entren en vigencia los cargos de distribución aprobados mediante la metodología Resolución CREG [097](#) de 2008.

Con la expedición del Decreto número 388 de 2007, modificado por los Decretos números 1111 de directrices relacionadas con el aseguramiento de la cobertura del servicio de electricidad y con la creación de los costos de distribución entre los usuarios de los mercados que conforman cada una de ellas.

Para la expedición de la presente metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía se establece en el artículo [11](#) del Decreto número 2696 de 2004;

Mediante la Resolución CREG 043 de 2013, la Comisión puso en conocimiento de las entidades principales interesados, las bases sobre las cuales la Comisión efectuaría el estudio para determinar los principios establecimiento de los cargos por uso que remunerarán la actividad de distribución de energía eléctrica, los numerales [11.1](#) y [11.2](#) del artículo [11](#) del Decreto número 2696 de 2004 cuya publicación se realizó el 12 de junio de 2013.

Los estudios que se adelantaron por parte de la CREG en los temas de gastos eficientes por concepto constructivas, pérdidas eficientes en los sistemas de transmisión regional, metodologías de remuneración del servicio y reconocimiento de la energía reactiva, fueron publicados mediante las Circulares CREG [11](#) del Decreto número 2696 de 2004.

Los propósitos y lineamientos para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica se establecieron mediante la Resolución CREG 079 de 2014, publicada en la página web de la Comisión el 12 de junio de 2014.

Conforme a lo dispuesto por el numeral [11.4](#) del artículo [11](#) del Decreto número 2696 de 2004, que “se establecerán las fórmulas tarifarias, se deberán hacer públicos en la página Web de la Comisión correspondiente a los proyectos de resoluciones”, la Comisión expidió para comentarios la resolución CREG 179 de 2014 de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional, la cual como más adelante se explica fu

Mediante el Decreto número 2492 de 2014 se establecieron los lineamientos de política pública en el

Mediante las Circulares CREG 053 y 064 del año 2015 se publicaron los estudios realizados por la Circular CREG 059 de 2015 sobre presentación de planes de inversión.

Mediante la Resolución CREG 095 de 2015 se definió la metodología para el cálculo de la tasa de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional.

En cumplimiento de lo establecido en el Decreto número [2696](#) de 2004, el cual a su vez fue compilado en el Decreto número [348](#) de 2017, la Comisión establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional, mediante las siguientes resoluciones:

- La primera a través de la Resolución CREG 179 de 2014, la cual fue publicada tanto en el Diario Oficial como plazo final para la presentación de comentarios el día 14 de mayo de ese mismo año.
- La segunda, a través de la Resolución CREG 024 de 2016 la cual fue publicada en el Diario Oficial como plazo final para la presentación de comentarios el día 15 de abril de ese mismo año. No obstante, la Resolución CREG 048 de 2016, dejando como plazo final el día 25 de abril de ese mismo año.
- La tercera, mediante la expedición de la Resolución CREG 176 de 2016 publicada en el Diario Oficial el 22 de noviembre, teniendo como plazo final para la presentación de comentarios el día 22 de noviembre de ese mismo año.
- La cuarta, mediante la expedición de la Resolución CREG 019 de 2017 publicada en el Diario Oficial el 11 de abril de 2017, teniendo como plazo final para la presentación de comentarios el día 11 de abril de 2017.

Mediante el Decreto número 348 de 2017 se determinaron los lineamientos de política pública en materia de tarifas de energía eléctrica en pequeña escala.

La Resolución número [40072](#) de 2018 del Ministerio de Minas y Energía establece los mecanismos para la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional, así como el mantenimiento y reposición de la Infraestructura de Medición Avanzada, y dado el caso, del medidor de consumo, mediante la tarifa del servicio de energía eléctrica, las inversiones y funcionamiento asociados, para el periodo comprendido entre 2018 y 2022.

En el Documento CREG 10 de 2018 se presentan los análisis de los comentarios recibidos a las propuestas de resolución.

En cumplimiento de lo establecido en el Decreto Compilatorio número [1074](#) de 2015, la Comisión establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional, mediante la presente resolución, se encuentra dentro del marco de prácticas restrictivas a la competencia establecidas en la Resolución [1074](#) de 2015, emitida por la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC), sobre el proyecto de resolución.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su Sesión número 836 del 29 de enero de 2018, aprobó la presente resolución.

RESUELVE:

ARTÍCULO 1o. OBJETO. Mediante esta resolución se adopta la metodología, fórmulas tarifarias y procedimientos para el cálculo de la tasa de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).



ARTÍCULO 2o. ÁMBITO DE APLICACIÓN. Esta resolución aplica a los agentes que prestan servicios de distribución de energía eléctrica en el SIN.



ARTÍCULO 3o. DEFINICIONES. Para la interpretación y aplicación de esta resolución, se tendrá en cuenta el Decreto número 388 de 2007 y en las resoluciones vigentes de la CREG, las siguientes:

Activos de conexión del OR al STN: son los bienes que se requieren para que un operador de red se conecte al Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Se consideran como activos de conexión del OR al STN las siguientes UC: la bahía de transformadores, la línea de transmisión, la subestación y la conexión a la red de distribución.

igual a 220 kV y, secundaria o terciaria, cualquier tensión inferior a 220 kV y las bahías de transformador o interruptor y medio no se remunerarán a través de cargos por uso de la actividad de distribución.

Los activos de conexión del OR al STN se remunerarán mediante cargos por uso y por lo tanto hacen parte del mantenimiento de estos activos.

Cuando estos activos sean compartidos por dos o más OR, estos deberán acordar cuál de ellos se encargará de las actividades.

Activos de conexión a un STR o a un SDL: son los bienes que se requieren para que un OR se conecte a un Sistema de Transporte de Electricidad (STR) o a un Sistema de Distribución Local (SDL), de otro OR. También son activos de conexión los utilizados exclusivamente por un usuario en su nivel de tensión en el que está instalado su equipo de medida individual.

Los activos de conexión utilizados para conectar un OR al STR o al SDL de otro OR serán considerados parte del mantenimiento estando bajo su responsabilidad.

Cuando estos activos sean compartidos por dos o más OR, estos deberán acordar cuál de ellos se encargará de las actividades.

Se preservan las situaciones particulares y concretas consolidadas con anterioridad a la entrada en vigor de la definición de activos de conexión a un STR o a un SDL prevista en el artículo [12](#) de la Resolución 36 de 2019 y con la medida en el nivel de tensión 1 y la respectiva solicitud de conexión haya sido presentada a la AEE. A estos usuarios se les cobrarán cargos por uso de nivel de tensión 2 o 3 y para la determinación del cargo se considerará el nivel de tensión respectivo.

Activos de nivel de tensión 1: <Definición modificada por el artículo [1](#) de la Resolución 36 de 2019> son aquellos activos que operan a tensiones menores a 1 kV y los transformadores con voltaje secundario menor a 1 kV que forman parte de las instalaciones de maniobra asociadas, excepto los que hacen parte de instalaciones internas. En esta clasificación se incluyen:

Notas de Vigencia

- Definición modificada por el artículo [1](#) de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican al Código de Regulación de la Electricidad, Decreto Legislativo No. 50.929 de 17 de abril 2019'

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

Activos de nivel de tensión 1: son los conformados por las redes de transporte que operan a tensiones que alimentan para atender dos o más usuarios, incluyendo las protecciones y equipos de maniobra así como de uso. En esta clasificación se incluyen los transformadores de conexión con capacidad igual o igual o menor a 100 MVA.

Activos de uso de STR y SDL: son aquellos activos de transporte de electricidad que operan a tensiones mediante cargos por uso de STR o SDL.

Activos en operación: son aquellos activos eléctricos que forman parte de un sistema utilizado de forma permanente que están normalmente abiertos. Se entiende por sistemas normalmente abiertos aquellos que se encuentran en servicio.

Activos no eléctricos: son aquellos activos que no hacen parte de la infraestructura de transporte de electricidad. Hacen parte de estos activos, entre otros, los siguientes: edificios (sedes administrativas, bodegas, talleres, etc.).

Activo no operativo: activo que estando en las condiciones necesarias para operar no puede hacerlo por causas que no sean de su propia naturaleza.

AOM: valor de los gastos de administración, operación y mantenimiento correspondientes a la actividad.

Base Regulatoria de Activos (BRA): valor de los activos utilizados para la prestación del servicio por parte del proveedor.

Capacidad disponible del activo: parte de un activo que está siendo utilizada en la prestación del servicio, teniendo en cuenta sus características técnicas o datos de fabricante en condiciones normales de operación.

Carga o Capacidad Instalada: es la carga instalada o la capacidad nominal, declarada al momento de la instalación o sistema eléctrico.

Cargos por uso del OR: son los cargos, expresados en \$/kWh, acumulados para cada nivel de tensión y gastos de AOM en los que incurre para la prestación del servicio.

Centro Nacional de Despacho (CND): entidad encargada de la planeación, supervisión y control de Sistema Interconectado Nacional, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica.

Compensación por Energía No Suministrada (CNE): compensación por ocasionar energía no suministrada.

Conexión y acceso a redes: es el derecho que tiene todo usuario a utilizar las redes del STN, STR y CNE, así como las retribuciones que correspondan y el principio de eficiencia consignado en la ley.

Consignación: <Definición modificada por el artículo [1](#) de la Resolución 36 de 2019. El nuevo texto es la consignación establecida en la Resolución CREG [025](#) de 1995, o aquella que la modifique o sustituya.

Notas de Vigencia

- Definición modificada por el artículo [1](#) de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican al texto original de la Resolución 15 de 2018' No. 50.929 de 17 de abril 2019

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

Consignación: es el procedimiento mediante el cual un transmisor o distribuidor solicita desconectar una red autorizada por el CND.

Consignación de emergencia: <Definición modificada por el artículo [1](#) de la Resolución 36 de 2019. El nuevo texto es la consignación de emergencia, establecida en la Resolución CREG [025](#) de 1995, o aquella que la modifique o sustituya.

Notas de Vigencia

- Definición modificada por el artículo [1](#) de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican al texto original de la Resolución 15 de 2018' No. 50.929 de 17 de abril 2019

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

Consignación de emergencia: es el procedimiento mediante el cual se autoriza, previa declaración o de parte de ella, cuando su estado ponga en peligro la seguridad de personas, de equipos o de instalaciones, el mantenimiento respectivo. Como es una consignación no programada, si se supera el tiempo establecido para su ejecución.

Disponibilidad: se define como el tiempo total sobre un período dado, durante el cual un activo de instalación permanece operativo.

CND no instruye su conexión por condiciones de topología, seguridad, confiabilidad o calidad del sistema.

Energía No Suministrada (ENS): estimación de la cantidad de energía que no pudo ser entregada cuando las condiciones se establecen en la regulación vigente.

Evento: situación que causa la indisponibilidad parcial o total de un activo de uso y que ocurre de manera temporal.

Evento de alto impacto: Los eventos de alto impacto serán todos aquellos que tengan lugar en el sistema que:

- a) Afecte más de cincuenta mil (50.000) usuarios por un periodo mayor o igual a tres (3) horas;
- b) Afecte a más del treinta por ciento (30%) de los usuarios del mercado de distribución de un OR.

Fecha de corte: es el 31 de diciembre de 2017.

Grupo de activos: conjunto de activos en operación cuyas funcionalidades se encuentran interrelacionadas.

Índice de Precios del Productor (IPP): corresponde al índice de precios del productor de la serie ofrecida.

Indisponibilidad: se define como el tiempo durante el cual un activo de uso no estuvo en servicio total o parcialmente, en cualquier condición, aunque su función esté siendo suplida por otro activo del SIN.

Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC): Entidad encargada de la liquidación y administración del ingreso regulado de los transportadores, de acuerdo con las disposiciones contenidas en la regulación.

Mantenimiento mayor: mantenimiento de activos de uso de los STR que requiere un tiempo mayor que el necesario para la ejecución de la actividad que pertenece ese activo.

Mercado de comercialización: conjunto de usuarios regulados y no regulados conectados a un mismo sistema de comercialización los usuarios conectados directamente al STN del área de influencia del respectivo OR.

Migración de Usuarios a Niveles de Tensión Superiores (MUNTS): es la conexión de un usuario final a un sistema de tensión superior.

Niveles de tensión: los STR y SDL se clasifican por niveles, en función de la tensión nominal de operación.

Nivel 4: sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 kV.

Nivel 3: sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57,5 kV.

Nivel 2: sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV.

Nivel 1: sistemas con tensión nominal menor a 1 kV.

Nodo: punto donde se conectan físicamente varios elementos de un sistema eléctrico. Normalmente se refiere a los puntos de conexión entre los sistemas de transmisión y distribución.

Operador de red de STR y SDL, OR: <Ver Notas de Vigencia> persona encargada de la planeación y ejecución de las operaciones de los sistemas de transmisión y distribución, incluidas sus conexiones al STN. Los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para las operaciones de los sistemas de transmisión y distribución, los OR deben ser aprobados por la CREG. El OR siempre debe ser una empresa de servicios públicos domiciliarios. La autorización se extiende a los límites del municipio.

Notas de Vigencia

- Establece el artículo 1 de la Resolución 101-19 de 2023, 'por la cual se complementa la Resolución publicada en el Diario Oficial No. 52.447 de 5 de julio de 2023. Rige a partir de su publicación en el Diario Oficial'.

(Por favor remitirse a la norma original para comprobar la vigencia del texto que se transcribe a continuación.)

'ARTÍCULO 1. Se exceptúan de la exigencia prevista en la Resolución CREG [015](#) de 2018, relativa a la autorización de un municipio para que una empresa pueda solicitar cargos por uso, los siguientes casos:

- a) Cuando una empresa presta servicio en una ZNI y se va a conectar al SIN;
- b) Cuando para un proyecto de expansión de cobertura, desarrollado con recursos asignados por el Fondo de Soluciones Energéticas para Zonas No Interconectadas, IPSE, el Operador de Red del mercado de electricidad no está interesado en asumir dicha prestación; manifestación que debe adjuntarse a la solicitud.

RPP: fracción del costo de una unidad constructiva que es remunerada vía cargos por uso, que no se establece en el artículo [89](#) de la Ley 142 de 1994, modificado por el artículo [99](#) de la Ley 1450 de 2011.

Sistema de Distribución Local (SDL): sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conductor de alta tensión 3, 2 y 1 y son utilizados para la prestación del servicio en un mercado de comercialización.

Sistema de Transmisión Regional (STR): sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por las subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el nivel de tensión 4. Los STR pueden estar interconectados entre sí.

Sistema de Transmisión Nacional (STN): es el sistema de transmisión de energía eléctrica compuesto por las líneas de transmisión de tensiones iguales o superiores a 220 kV, los transformadores con este nivel de tensión en el lado de generación y consumo.

Supervisión: adquisición, en forma directa o indirecta, de información de variables operativas del sistema.

Tasa de retorno: tasa establecida para la actividad de distribución de energía eléctrica para un esquema de regulación establecido en la Resolución 095 de 2015, aprobada en resolución aparte.

Trabajos de expansión o reposición en la red: son las actividades necesarias para la entrada en operación de las líneas de transmisión y demás que hagan parte del plan de inversiones que la CREG le haya aprobado al OR o de las expansiones autorizadas por la CREG.

Transmisor Regional, TR. <Definición modificada por el artículo 1 de la Resolución 101-9 de 2022, 'por la cual se modifica la definición de "expansión de los Sistemas de Transmisión Regional"', publicada en el Diario Oficial No. 52.011 de 2022>.

También se incluye en los Procesos de Selección para la ejecución y operación de un proyecto requerido en la expansión de los Sistemas de Transmisión Regional, TR. <Definición modificada por el artículo 1 de la Resolución 101-9 de 2022, 'por la cual se modifica la definición de "expansión de los Sistemas de Transmisión Regional"', publicada en el Diario Oficial No. 52.011 de 2022>.

En el ejercicio de su actividad como TR, este agente es responsable por la calidad del sistema que opera.

Notas de Vigencia

- Definición modificada por el artículo 1 de la Resolución 101-9 de 2022, 'por la cual se modifica la definición de "expansión de los Sistemas de Transmisión Regional"', publicada en el Diario Oficial No. 52.011 de 2022.

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

Transmisor Regional (TR): persona jurídica que opera y transporta energía eléctrica en un STR o en el ejercicio de su actividad, es responsable por la calidad del sistema que opera, así como las demás

Unidad Constructiva (UC): conjunto de elementos que conforman una unidad típica de un sistema de transformación de la energía eléctrica o a la supervisión o al control de la operación de activos de los sistemas.

Unidad constructiva especial: es aquella que contiene elementos con características técnicas que no

Usuario: persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación de un servicio público, bien como el agua, electricidad, gas, entre otros. A este último usuario se le denomina también consumidor y, para los efectos de esta resolución, se

Usuario conectado directamente al STN: es el usuario final del servicio de energía eléctrica conectado directamente al STN.

Se preservan las situaciones particulares en las que un usuario a la fecha de entrada en vigencia de la resolución, se conecta directamente al STN.

Un usuario conectado directamente al STN pertenece al mercado de comercialización del OR que a la fecha de entrada en vigencia de la resolución, el usuario conectado directamente al STN está ubicado en un municipio donde no existan usuarios conectados directamente al STN que atienda la mayor cantidad de usuarios en el departamento donde se encuentre ubicado.

Usuario del STR o SDL: es el usuario final del servicio de energía eléctrica, OR, generador, cogenerador o proveedor de servicios.

ARTÍCULO 4o. CRITERIOS GENERALES. La metodología que se aplicará para el cálculo de la base regulatoria de activos:

- a) En virtud del principio de integralidad de la tarifa establecido en la ley, los ingresos y cargos de los sistemas;
- b) La base regulatoria de activos de los niveles de tensión 4, 3 y 2, correspondiente a los activos en operación y para los activos que entraron en operación a partir de enero de 2008 a la fecha de corte se considerarán los activos que se incorporen en los planes de inversión;
- c) La base regulatoria de activos del nivel de tensión 1, correspondiente a los activos en operación y para los activos que entraron en operación a partir de enero de 2008 a la fecha de corte se considerarán los activos que se incorporen en los planes de inversión;
- d) Para la determinación de la base regulatoria de activos inicial se podrá incluir el valor de activos implícito reconocido en los cargos de distribución vigentes;
- e) Para la determinación de la base regulatoria de activos inicial se excluirá el valor de los activos que se incorporen en los planes de inversión; es responsabilidad del OR reportar esta información;
- f) Los costos anuales de los STR se determinarán a partir de los activos de uso pertenecientes al nivel de tensión 4 y para los activos que se incorporen en los planes de inversión;
- g) Los costos anuales de los SDL se determinarán a partir de los activos de uso pertenecientes a los planes de cargos por uso entre OR;
- h) Las unidades constructivas del nivel de tensión 4 de los proyectos que a la fecha de entrada en vigencia de la UPME, se valorarán con las UC del capítulo 15 de esta resolución y deben estar incluidas en el plan de inversiones;
- i) Los OR podrán presentar UC especiales para lo cual deberán suministrar la información correspondiente;
- j) La elaboración del plan de inversiones y la identificación, priorización y ejecución de las inversiones;
- k) Los activos a incorporar en el sistema y relacionados en los planes de inversión deben ser activos del mismo sistema;
- l) La remuneración de los planes de gestión de pérdidas se efectuará con base en los costos eficientes y razonables;

con las metas aprobadas;

- m) Para compartir las mejoras de productividad de la red con los usuarios, los cargos de nivel de tensión de servicios distintos al de distribución de electricidad;
- n) Los usuarios y las personas naturales o jurídicas que sean propietarios de activos de nivel de tensión que corresponda a la inversión;
- o) Los usuarios conectados en el nivel de tensión 1 de barrios subnormales pagarán cargos del nivel de tensión 1;
- p) Los cargos por uso resultantes de aplicar la metodología contenida en esta resolución remunerarán desde los puntos de conexión al STN hasta el punto de conexión de los usuarios finales a los STR del sistema;
- q) La responsabilidad por el AOM y la reposición de los activos de conexión es del usuario que se conecta con capacidades iguales o inferiores a 15 kVA y con equipo de medida en el nivel de tensión 1, el cual no paga cargo por uso;
- r) Un OR será remunerado mediante cargos por uso por la totalidad de los activos de uso que opera eléctrica, independientemente de que sea o no propietario de los mismos y sin perjuicio de la remuneración que no deban incluirse en el cálculo de las tarifas en los términos del artículo [87](#) numeral 1 de la Ley 1450 de 2011. Es obligación de los OR reportar los activos que no deben incluirse en la tarifa;
- s) Los comercializadores facturarán a sus usuarios regulados y no regulados los cargos por uso de acuerdo a lo establecido en la resolución;
- t) Cualquier usuario del STR o SDL podrá contratar la disponibilidad de capacidad de respaldo de acuerdo a lo establecido en la resolución;
- u) Los activos dedicados exclusivamente a la prestación del servicio de alumbrado público no hacen parte de la red de distribución de electricidad;
- v) Los comercializadores aplicarán cargos por uso del STR y SDL a la demanda asociada con la prestación de servicios dedicadas exclusivamente a la prestación de este servicio. Cuando no existan redes exclusivas para el uso del nivel de tensión 2. Si el alumbrado público posee medida de energía en nivel de tensión 1 y 2, se descontando la parte del cargo que corresponda a la inversión;
- w) Los activos de uso de los niveles de tensión 3 y 4 que se encuentren dentro del alcance del sistema útil y la recuperación de capital se haya completado en los términos de la presente resolución. La reubicación de estos activos no afecte la seguridad, confiabilidad y calidad en la prestación del servicio como los activos correspondientes a centros de control;
- x) Los ingresos que perciben los OR por concepto de contratos de capacidad de respaldo, MUNTS, liquidación del ingreso correspondiente.
- y) <Literal adicionado por el artículo [2](#) de la Resolución 36 de 2019. El nuevo texto es el siguiente: 3, al operador que toma energía del sistema se le considerará como un usuario del otro OR y deberá cumplir con lo establecido en el numeral 1.2 del anexo general.

Notas de Vigencia

- Literal adicionado por el artículo [2](#) de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican algunas disposiciones de la Resolución 50.929 de 17 de abril 2019



ARTÍCULO 5o. SOLICITUD DE APROBACIÓN DE INGRESOS. <Artículo modificado por el artículo modificado por el artículo 1 de la Resolución 85 de 2018, 'por la cual se aclaran y corrige el reporte de información de la solicitud. >

La solicitud deberá ajustarse al procedimiento, contenido y formatos que la Comisión publique para:

PARÁGRAFO 1. Cuando el OR no someta a aprobación de la CREG la solicitud de ingresos en el plazo establecido, se considerará que ha hecho sujeción voluntaria al juicio de las sanciones y demás medidas a que haya lugar. Estos ingresos estarán vigentes hasta el 31 de diciembre del año en que se publicó la resolución.

PARÁGRAFO 2. Para las empresas resultantes de fusiones o desintegraciones la información base, se considerará que ha hecho sujeción voluntaria al juicio de las sanciones y demás medidas a que haya lugar. Estos ingresos estarán vigentes hasta el 31 de diciembre del año en que se publicó la resolución.

Notas de Vigencia

- Artículo modificado por el artículo [1](#) de la Resolución 85 de 2018, 'por la cual se aclaran y corrige el reporte de información de la solicitud. >

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

ARTÍCULO 5. Los OR deberán someter a aprobación de la CREG la solicitud de ingresos para el plazo establecido, se considerará que ha hecho sujeción voluntaria al juicio de las sanciones y demás medidas a que haya lugar. Estos ingresos estarán vigentes hasta el 31 de diciembre del año en que se publicó la resolución.

La solicitud deberá ajustarse al procedimiento, contenido y formatos que la Comisión publique para:

PARÁGRAFO 1. Cuando el OR no someta a aprobación de la CREG la solicitud de ingresos en el plazo establecido, se considerará que ha hecho sujeción voluntaria al juicio de las sanciones y demás medidas a que haya lugar. Estos cargos estarán vigentes hasta el 31 de diciembre del año en que se publicó la resolución.

PARÁGRAFO 2. Para las empresas resultantes de fusiones o desintegraciones la información base, se considerará que ha hecho sujeción voluntaria al juicio de las sanciones y demás medidas a que haya lugar. Estos ingresos estarán vigentes hasta el 31 de diciembre del año en que se publicó la resolución.



ARTÍCULO 6o. ACTIVOS PUESTOS EN OPERACIÓN DESPUÉS DE LA FECHA DE CORTE. <Artículo modificado por el artículo 1 de la Resolución 85 de 2018, 'por la cual se aclaran y corrige el reporte de información de la solicitud. >

Todos los activos puestos en operación entre la fecha de corte y hasta el 31 de diciembre de ese año, se incorporarán en la remuneración según la opción que seleccione el OR.

En la solicitud de aprobación de ingresos, los OR deben escoger e informar una de las siguientes opciones:

a) Incluir el valor de estos activos en el ingreso del primer año: el valor de los activos se determinará en el año de la instalación y se sumará a la variable BRAENj,n,t del respectivo nivel de tensión;

b) Incluir el valor de estos activos en la base regulatoria inicial de activos: el valor de los activos se determinará en el año de la instalación y se sumará a la variable CRINj,n,l del respectivo nivel de tensión.

Si el OR no señala en su solicitud la opción escogida, se empleará la opción a).

Notas de Vigencia

- Artículo modificado por el artículo [3](#) de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican algunas disposiciones de la Resolución 85 de 2018, 'por la cual se aclaran y corrigen el reporte de información de la solicitud. >

- Artículo modificado por el artículo [2](#) de la Resolución 85 de 2018, 'por la cual se aclaran y corrige el reporte de información de la solicitud. >

Concordancias

Resolución CREG 36 de 2019; Art. [50](#)

Legislación Anterior

Texto modificado por la Resolución 85 de 2018:

ARTÍCULO 6. Todos los activos puestos en operación entre la fecha de corte y hasta el 31 de diciembre de 2018 se incorporarán en la remuneración según la opción que seleccione el OR.

En la solicitud de aprobación de ingresos los OR deben escoger e informar una de las siguientes opciones:

- Incluir el valor de estos activos en el ingreso del primer año: el valor de los activos se determinará en la base regulatoria inicial de activos y el resultado se sumará a la variable BRAEN_{j,n,t} del respectivo nivel de tensión;
- Incluir el valor de estos activos en la base regulatoria inicial de activos: el valor de los activos se determinará en la base regulatoria final de activos y el resultado se sumará a la variable CRIN_{j,n,l} del respectivo nivel de tensión.

Si el OR no señala en su solicitud la opción escogida, se empleará la opción a.

El OR deberá suministrar la información necesaria para determinar este valor a más tardar a los tres meses siguientes a la publicación de esta metodología.

La Comisión en resolución particular actualizará los valores correspondientes.

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

ARTÍCULO 6. Los activos puestos en operación después de la fecha de corte y antes de la entrada en vigencia de la presente resolución durante el primer año de aplicación de los ingresos aprobados.

Estos activos se incluirán mediante un ajuste de la variable CRIN_{j,n,l} y su valor se determinará según la metodología.

El OR deberá suministrar la información necesaria para determinar este valor dentro de los tres (3) meses siguientes a la publicación de esta metodología.



ARTÍCULO 7o. CÁLCULO DE LOS CARGOS DE LOS STR Y SDL. Los cargos de los STR y SDL se calcularán de acuerdo con lo establecido en la resolución 15 de 2018.



ARTÍCULO 8o. NUEVOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN. Quienes pretendan operar nuevos sistemas de distribución en el territorio colombiano, de acuerdo con lo establecido en la presente resolución, deberán obtener previamente la aprobación de cargos por parte de la CREG. Considerando que la CREG tiene la competencia para aprobar los cargos de los sistemas de distribución.

- Cuando se trate de la conformación de nuevos sistemas a partir de la división de activos de un OR existente: se presentará la documentación que establece la resolución 15 de 2018, la información de que trata esta resolución para los nuevos sistemas que van a operar;
- Un OR que entra a reemplazar a otro OR que opera una red existente, que ya tiene cargos aprobados: se presentará la documentación que establece la resolución 15 de 2018, la información de que trata esta resolución para los nuevos sistemas que van a operar;
- Cuando se trate de la unificación de los sistemas de dos o más OR, los cargos para el nuevo sistema se calcularán en función de las pérdidas de energía con base en la energía útil de cada nivel de tensión de los OR antes de la unificación.



ARTÍCULO 9o. ÍNDICES DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y PLANES DE GESTIÓN DE PÉRDIDAS. Se establecen los siguientes índices de pérdidas de energía:

información disponible de cada sistema, acorde con lo contenido en el Capítulo 7 y servirán para de
Con base en lo establecido en el Decreto números 387 de 2007 y 1937 de 2013, se definirán planes



ARTÍCULO 10. CALIDAD DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN. La calidad del servicio del las indisponibilidades de los activos de cada STR. La remuneración que reciben los OR, responsabl en el Capítulo 5.

Para los SDL la calidad del servicio de distribución prestado por un OR se evaluará anualmente en comparándola con las metas establecidas para cada OR. En función de las mejoras o desmejoras en obtener un aumento o disminución de sus ingresos y deberá compensar a los usuarios a quienes no en la metodología descrita en el Capítulo 5.



ARTÍCULO 11. OBLIGACIÓN DE REPORTAR EVENTOS. Los agentes que presten servicio cualquier evento, dentro de los quince (15) minutos siguientes a la ocurrencia del mismo, y la finali



ARTÍCULO 12. CONFORMACIÓN DE LOS STR Y SDL. Para efectos de la liquidación de ca PARÁGRAFO. Las redes de nuevos OR serán integradas a uno de los STR establecidos dependien



ARTÍCULO 13. TRATAMIENTO DE ACTIVOS DE CONEXIÓN AL STN. Los activos de co STR y se remunerarán vía cargos por uso, sin perjuicio de los contratos de conexión que existan co

Los usuarios finales pagarán los cargos por uso del nivel de tensión donde se encuentren conectado PARÁGRAFO. Para las situaciones particulares y concretas consolidadas con anterioridad a la entr considerados como conectados directamente al STN no habrá lugar al cobro de cargos por uso de S conectados directamente al STN registrados en la oportunidad citada y excluirá dicha demanda de e



ARTÍCULO 14. MIGRACIÓN DE USUARIOS A NIVELES DE TENSIÓN SUPERIORES. El conectan, a través de su comercializador, el cambio de nivel de tensión de su conexión, previo el cu

- a) Existencia de capacidad disponible en el punto de conexión de nivel de tensión superior;
- b) Pago de los costos asociados con la migración de nivel de tensión, según lo establecido en el Cap

A los usuarios que por requerimientos de aumento de carga instalada debidamente demostrada y qu pago de estos costos.

La condición de aumento de carga será verificada 14 meses después de la fecha de entrada en servicio la fecha de entrada de la modificación de la conexión. En caso de que la cantidad de energía consumida de energía del año anterior multiplicada por el factor resultante de dividir la nueva potencia contratada; contrario, se efectuará el cobro correspondiente según lo calculado en el Capítulo 11.

PARÁGRAFO. El OR deberá aprobar el cambio del nivel de tensión dentro de los quince (15) días la necesidad y se haya efectuado el pago de los costos previstos en el literal 0) de este artículo.

El valor total del costo asociado con la migración de nivel de tensión debe ser reportado por el OR . El LAC debe llevar un registro de las migraciones entre niveles de tensión reportadas por los OR de

tal fin.



ARTÍCULO 15. CARGOS POR DISPONIBILIDAD DE CAPACIDAD DE RESPALDO DE L
conectan, a través de su comercializador, la suscripción de un contrato de disponibilidad de capacid
vigentes establecidos para la conexión de nuevos usuarios. El OR deberá otorgar dicha disponibilid
solicitado por el usuario.

PARÁGRAFO 1. El valor total del costo asociado con los cargos de respaldo debe ser reportado po
del OR. El LAC debe llevar un registro de los contratos de respaldo en los SDL y STR donde se en

PARÁGRAFO 2. Cuando no se contrate el servicio de capacidad de respaldo o no se disponga de la
garantizar la disponibilidad.



ARTÍCULO 16. TRANSPORTE DE ENERGÍA REACTIVA. <Artículo modificado por el artícu
finales pagarán por el transporte de energía reactiva cuando superen los límites establecidos en cada

El OR podrá conectar equipos de medida de energía reactiva para identificar a aquellos usuarios qu
establecido en esta disposición y a la instalación del medidor correspondiente.

Notas del Editor

- Destaca el editor lo dispuesto en el parágrafo 2 adicionado al artículo 2.2.3.2.4.9 del DUR 1074
número [1073](#) de 2015, Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, y se e
servicio público domiciliario de energía eléctrica', publicado en el Diario Oficial No. 52.419 de 7

'Los usuarios que cuenten con sistemas de autogeneración a pequeña escala a partir de FNCER es

PARÁGRAFO 1. Durante el mes siguiente al de entrada en vigencia de la presente resolución, los c
12 de la Resolución CREG [015](#) de 2018, incluyendo lo dispuesto en este artículo, a todos sus usuari

A partir de la fecha, la misma información deberá ser entregada a los usuarios que realicen cambio

PARÁGRAFO 2. A partir de los consumos de enero de 2020 la variable M, de que trata el Capítul
fijo en este valor hasta diciembre de 2021. A partir de enero de 2021 se contarán los doce meses an

Notas de Vigencia

- Artículo modificado por el artículo 2 de la Resolución 195 de 19 de octubre de 2020, 'por la cu
Diario Oficial No. 51.475 de 22 de octubre de 2020.

- Artículo modificado por el artículo 1 de la Resolución 199 de 2019, 'por la cual se modifican al
No. 51.184 de 2 de enero 2020.

Legislación Anterior

Texto modificado por la Resolución 199 de 2019:

ARTÍCULO 16. <Artículo modificado por el artículo 1 de la Resolución 199 de 2019. El nuevo tipo de medida de energía reactiva se activa cuando superen los límites establecidos en cada caso, de acuerdo con lo establecido en el

El OR podrá conectar equipos de medida de energía reactiva para identificar a aquellos usuarios cuya medida de energía reactiva se estableció en esta disposición y a la instalación del medidor correspondiente.

PARÁGRAFO 1o. Durante el mes siguiente al de entrada en vigencia de la presente resolución, los OR podrán aplicar la medida de energía reactiva establecida en el Capítulo [12](#) de la Resolución CREG [015](#) de 2018, incluyendo lo dispuesto en este artículo, a todos los consumos que generen energía reactiva.

A partir de la fecha, la misma información deberá ser entregada a los usuarios que realicen cambios en su consumo.

PARÁGRAFO 2o. A partir de los consumos de enero de 2020 la variable M, de que trata el Capítulo [12](#), se incrementará en un punto por cada mes que el consumo exceda el límite establecido a partir del cual se contarán los doce meses antes de su incremento.

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

ARTÍCULO 16. Los OR o los usuarios finales pagarán por el transporte de energía reactiva cuando superen los límites establecidos en el Capítulo 12.

El OR podrá conectar equipos de medida de energía reactiva para identificar a aquellos usuarios cuya medida de energía reactiva se estableció en esta disposición y a la instalación del medidor correspondiente.



ARTÍCULO 17. TRATAMIENTO DE ACTIVOS DE CONEXIÓN Y ACTIVOS DE USO. Los OR que presenten una solicitud de aprobación de ingresos por parte del OR, mantendrán este tipo de remuneración durante el período tarifario en el que se les pague. Los OR que no se encuentren remunerados a través de cargos por uso en la misma oportunidad, mantendrán tal condición durante el período tarifario en el que se les pague.

PARÁGRAFO 1. Durante el período tarifario los OR no podrán exigir la remuneración a través de cargos por uso.

PARÁGRAFO 2. Si a través de un activo se conectan uno o varios transportadores al STR o a un SIT, los OR que presenten una solicitud de aprobación de ingresos por parte del OR, mantendrán este tipo de remuneración durante el período tarifario en el que se les pague.



ARTÍCULO 18. REMUNERACIÓN DE PROYECTOS DE EXPANSIÓN DE COBERTURA I. A partir de la Resolución 15 de 2018, modificada por el Decreto número 1513 de 2016, los OR deberán presentar en la solicitud de aprobación de ingresos por parte del OR, la influencia de acuerdo con los criterios y reglas establecidas en el Capítulo [13](#).



ARTÍCULO 19. DECISIÓN SOBRE APROBACIÓN DE LOS INGRESOS DE CADA OR. Una autorización administrativa que garantice el derecho al debido proceso de los interesados, de conformidad con las normas y procedimientos establecidos en la legislación que rige la administración pública.



ARTÍCULO 20. COSTO ASOCIADO CON LA VERIFICACIÓN DE INFORMACIÓN. Los costos de verificación de la calidad del servicio serán asumidos por los OR. Los criterios para las verificaciones serán definidos en la resolución.



ARTÍCULO 21. REPORTE DE INFORMACIÓN. Anualmente los OR deberán enviar a la SSP la información establecida en esta resolución.

El informe deberá enviarse el primer día hábil del mes de abril de cada año para lo cual deberá seguir fin.

Adicionalmente, el OR deberá contar con un sistema de información de los activos el cual debe ser publicado vía circular para tal fin.

Concordancias

Resolución CREG 36 de 2019; Art. [51](#)



ARTÍCULO 22. PRINCIPIOS RECTORES EN LA INTERPRETACIÓN Y APLICACIÓN DE libertad de acceso, eficiencia, adaptabilidad y neutralidad contenidos en el numeral [3.9](#) del artículo la Ley 143 de 1994, así como en virtud de lo previsto en los artículos [28](#) y [169](#) de la Ley 142 de 1994.

- a) Abstenerse de solicitar requisitos distintos a los expresamente previstos en esta resolución;
- b) Cumplir diligentemente con los plazos;
- c) Suministrar información veraz, oportuna, confiable y de calidad. En consecuencia, no podrán negarse que no coincida con la realidad, incompleta, que induzca a error, o no cumpla la finalidad para la cual es emitida;
- d) Otorgar el mismo tratamiento a todos los interesados. En consecuencia, no podrá favorecer a ninguno de los interesados en detrimento de otros;
- e) Abstenerse de cobrar valores no previstos en la regulación ni valores superiores a los costos en la medida de lo permitido por la legislación;
- f) Planear, formular y ejecutar diligentemente los planes de inversión y mantenimiento para garantizar la seguridad y la calidad del servicio en las condiciones establecidas en la regulación.



ARTÍCULO 23. VIGENCIA DE LOS CARGOS POR USO. Los ingresos y cargos por uso de los servicios de electricidad se establecerán en la medida de lo permitido por la legislación particular que los apruebe por un periodo de cinco (5) años.

PARÁGRAFO. Vencido el período de vigencia de los cargos por uso que apruebe la Comisión, estos se establecerán en la medida de lo permitido por la legislación.



ARTÍCULO 24. SOLICITUDES EN CURSO. El contenido de la presente resolución se aplicará a las solicitudes en curso en la medida de lo permitido por la legislación en la fecha de entrada en vigencia de la misma.

Las actuaciones administrativas que se encuentren en curso a la entrada en vigencia de la presente resolución se regirán por la legislación en la fecha de distribución contenida en la Resolución CREG [097](#) de 2008.



ARTÍCULO 25. Dentro del plazo estipulado, la CREG establecerá las condiciones para la implementación de la tarifa de domiciliario de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), incluyendo la responsabilidad del proveedor de energía eléctrica, la Infraestructura de Medición Avanzada, y dado el caso, del medidor avanzado. Asimismo, la CREG establecerá las condiciones para la implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada, y dado el caso, del medidor avanzado. Asimismo, la CREG establecerá las condiciones para la implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada, y dado el caso, del medidor avanzado.



ARTÍCULO 26. VIGENCIA Y DEROGATORIAS. La presente resolución entra en vigencia una vez que el mercado de comercialización inicia una vez quede en firme el acto administrativo que aprueba los términos y condiciones establecidos en la legislación.

La presente resolución deroga la Resolución CREG 094 de 2012 excepto el Capítulo 3 del anexo general.

Publíquese y cúmplase.

Dada en Bogotá, D. C., a 29 de enero de 2018.

El Presidente,

GERMÁN ARCE ZAPATA,

Ministro de Minas y Energía.

El Director Ejecutivo,

GERMÁN CASTRO FERREIRA.

ANEXO GENERAL.

CONTENIDO

CAPITULO 1. CÁLCULO DE CARGOS

1.1 CARGOS POR USO

1.1.1 Cargos por uso de nivel de tensión 4.

1.1.2 Cargos por uso de nivel de tensión 3

1.1.3 Cargos por uso de nivel de tensión 2.

1.1.4 Cargos por uso de nivel de tensión 1.

1.1.5 Cargos por incentivos de calidad del servicio.

1.2 CARGOS POR NIVEL DE TENSIÓN.

1.2.1 Cargos del nivel de tensión 4.

1.2.2 Cargos del nivel de tensión 3.

1.2.3 Cargos del nivel de tensión 2.

1.2.4 Cargos del nivel de tensión 1.

1.3 ACTUALIZACIÓN Y LIQUIDACIÓN DE CARGOS.

1.3.1 Actualización, liquidación y recaudo de cargos del STR.

1.3.2 Actualización y liquidación de los cargos del SDL.

CAPITULO 2. CÁLCULO DE LOS INGRESOS DE LOS OR.

2.1 INGRESOS DE LOS OR EN EL NIVEL DE TENSIÓN 4.

2.2 INGRESOS DE LOS TR EN EL NIVEL DE TENSIÓN 4.

2.3 REPARTICIÓN DE INGRESOS DE NIVEL DE TENSIÓN 4.

2.4 INGRESOS DE NIVEL DE TENSIÓN 3.

2.5 INGRESOS DE NIVEL DE TENSIÓN 2.

2.2.6 INGRESOS DE NIVEL DE TENSIÓN 1.

2.7 INGRESOS POR OTROS CONCEPTOS.

2.8 FACTOR PARA CALCULAR VALORES MENSUALES.

CAPITULO 3. INGRESO ANUAL POR INVERSIONES.

3.1 BASE REGULATORIA DE ACTIVOS.

3.1.1 Base regulatoria de activos eléctricos.

3.1.2 Base regulatoria de activos no eléctricos.

3.2 RECUPERACIÓN DE CAPITAL RECONOCIDA.

3.2.1 Recuperación de capital de activos de la BRA inicial.

3.2.2 Recuperación de capital de activos nuevos.

3.2.3 Ajuste de la recuperación de capital al final del periodo tarifario.

3.2.4 Vida útil reconocida por categoría de activos.

3.3 BASE REGULATORIA DE TERRENOS

CAPITULO 4. INGRESO ANUAL POR GASTOS DE AOM.

4.1 AOM BASE A RECONOCER

4.1.1 AOM inicial.

4.1.2 AOM objetivo.

4.1.3 AOM demostrado.

4.1.4 AOM remunerado.

4.1.5 Valor de AOM por condiciones ambientales

4.1.6 AOM por niveles de tensión.

4.2 VALOR DE AOM PARA NUEVAS INVERSIONES.

4.3 VERIFICACIÓN DEL VALOR ANUAL DE AOM.

CAPITULO 5. CALIDAD DEL SERVICIO.

5.1 CALIDAD DEL SERVICIO EN LOS STR.

5.1.1 Características de calidad a la que está asociado el ingreso.

5.1.2 Activos sujetos al esquema de calidad..

- 5.1.3 Bases de datos..
 - 5.1.4 Reglamento para el reporte de eventos.
 - 5.1.5 Máximas horas anuales de indisponibilidad.
 - 5.1.6 Ajuste de máximas horas de indisponibilidad.
 - 5.1.7 Indisponibilidad de los activos de uso del STR.
 - 5.1.8 Estimación de la capacidad disponible por un evento.
 - 5.1.9 Eventos excluidos.
 - 5.1.10 Procedimiento para los mantenimientos mayores.
 - 5.1.11 Activos que entran en operación comercial.
 - 5.1.12 Valor de referencia para compensación.
 - 5.1.13 Remuneración en algunos casos de indisponibilidad.
 - 5.1.14 Compensaciones.
 - 5.1.15 Informe sobre ENS.
 - 5.1.16 Zona excluida de CNE.
 - 5.1.17 Límite de los valores a compensar.
- 5.2 CALIDAD DEL SERVICIO EN LOS SDL.**
- 5.2.1 Clasificación de los eventos.
 - 5.2.2 Exclusión de eventos.
 - 5.2.3 Calidad media del sistema.
 - 5.2.4 Niveles de calidad individual.
 - 5.2.5 Indicadores de referencia y de calidad mínima garantizada.
 - 5.2.6 Indicadores adicionales.
 - 5.2.7 Alumbrado público.
 - 5.2.8 Usuarios que inyectan energía a la red.
 - 5.2.9 Contratos de calidad extra.
 - 5.2.10 Requisitos del esquema de incentivos y compensaciones.
 - 5.2.11 Información básica para la aplicación del esquema de incentivos y compensaciones.
 - 5.2.12 Verificaciones a la información.
 - 5.2.13 Responsabilidades de información sobre la calidad en los SDL.

5.2.14 Calidad en empresas o en redes que se interconecten al SIN.

5.2.15 Calidad de empresas que se fusionan o se escinden.

5.2.16 Transición.

CAPITULO 6. PLANES DE INVERSIÓN.

6.1 CRITERIOS DE GENERALES.

6.2 PRESENTACIÓN DE LOS PLANES DE INVERSIÓN.

6.3 CONTENIDO DE LOS PLANES DE INVERSIÓN.

6.3.1 Diagnóstico.

6.3.2 Proyectos de inversión motivados en la atención de demanda.

6.3.3 Proyectos de inversión no motivados en la atención de demanda

6.3.4 Proyectos de inversión en el STR.

6.4 APROBACIÓN DE LOS PLANES DE INVERSIÓN.

6.4.1 Valor del plan de inversión para evaluación.

6.4.2 Costo de reposición de referencia.

6.5 SEGUIMIENTO DE LOS PLANES DE INVERSIÓN.

6.6 AJUSTE DE LOS PLANES DE INVERSIÓN.

6.7 PUBLICIDAD Y DIFUSIÓN DE LOS PLANES DE INVERSIÓN.

CAPITULO 7. PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

7.1 PÉRDIDAS RECONOCIDAS POR NIVEL DE TENSIÓN.

7.1.1 Pérdidas eficientes.

7.1.2 Pérdidas reconocidas para OR que no aplican para optar a plan de reducción.

7.1.3 Pérdidas reconocidas para OR que pueden optar a presentar plan de reducción de pérdidas.

7.1.4 Cálculo de índices de pérdidas.

7.2 DETERMINACIÓN DE LOS FACTORES PARA REFERIR AL STN.

7.2.1 Nivel de tensión 4.

7.2.2 Nivel de tensión 3.

7.2.3 Nivel de tensión 2.

7.2.4 Nivel de tensión 1.

7.2.5 Pérdidas de transformadores de conexión al STN:

7.3 GESTIÓN DE PÉRDIDAS.

7.3.1 Requisitos para la presentación del plan de reducción

7.3.2 Cálculo del costo total del plan.

7.3.3 Inicio del plan de mantenimiento de pérdidas.

7.3.4 Inicio y seguimiento del plan de reducción de pérdidas.

7.3.5 Liquidación, Recaudo y Actualización del CPROGj,m.

7.3.6 Suspensión, cancelación del plan de reducción y devolución de ingresos.

7.3.7 Cálculo de flujos de energía.

CAPITULO 8. CONFORMACIÓN DE STR.

8.1 STR NORTE.

8.2 STR CENTRO-SUR.

CAPITULO 9. CARGOS HORARIOS.

9.1 PERIODOS DE CARGA MÁXIMA, MEDIA Y MÍNIMA.

9.2 CÁLCULO DE CARGOS HORARIOS.

CAPITULO 10. CARGOS POR RESPALDO DE LA RED.

10.1 COSTO DE RESPALDO CONTRATADO (CRU,N,0).

10.2 COSTO DE RESPALDO DE RED (CRESPU,N).

10.3 CONTENIDO DEL CONTRATO DE RESPALDO.

10.4 DETERMINACIÓN DE CURVAS DE CARGA.

10.5 INGRESOS RECIBIDOS POR RESPALDO.

CAPITULO 11. COSTOS ASOCIADOS CON MUNTS.

CAPITULO 12. COSTOS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA REACTIVA.

CAPITULO 13. REMUNERACIÓN DE PROYECTOS DE EXPANSIÓN DE COBERTURA EN

13.1 ALCANCE.

13.2 CRITERIOS PARA LA PRESENTACIÓN DE LOS PROYECTOS.

13.3 PRIORIZACIÓN DE PROYECTOS.

13.4 SOLICITUD ANUAL DE REMUNERACIÓN.

13.5 VALORACIÓN DE LOS PROYECTOS.

13.6 OBLIGACIONES DE LOS OR.

13.7 CÁLCULO DEL INCREMENTO TARIFARIO.

13.8 FORMATO DE REPORTE DE INFORMACIÓN.

186 13.9 SEGUIMIENTO PLANES DE EXPANSIÓN DE COBERTURA.

186 13.10 PUBLICIDAD Y DIFUSIÓN DE LOS PLANES DE INVERSIÓN.

CAPITULO 14. UC PARA VALORACIÓN DE ACTIVOS NUEVOS.

14.1 UC ASOCIADAS A SUBESTACIONES.

14.2 UC ASOCIADAS A LÍNEAS.

14.3 COSTOS ACTIVOS DE NIVEL DE TENSIÓN 1.

14.4 CATEGORIAS DE UNIDADES CONSTRUCTIVAS.

CAPITULO 15. UC PARA VALORACIÓN DE ACTIVOS BRA INICIAL.

15.1 UC DE NIVELES DE TENSIÓN 4, 3 Y 2.

15.2 CATEGORIAS DE UNIDADES CONSTRUCTIVAS.

CAPITULO 16. ÍNDICES DE RIESGO POR MUNICIPIO.

CAPITULO 1. CÁLCULO DE CARGOS.

1.1 CARGOS POR USO.

El LAC calculará mensualmente los cargos por uso de cada nivel de tensión de acuerdo con las sig

1.1.1 CARGOS POR USO DE NIVEL DE TENSIÓN 4. <Numeral modificado por el artículo 2 de

El LAC calculará para cada STR los cargos por uso de nivel de tensión 4 de la siguiente manera:

$$Dt_{4,R,m,t} = \frac{CD_{4,R,m,t}}{1 - PR_{4,R,m,t}}$$

Donde:

Dt_{4,R,m,t}:

Cargo por uso del nivel de tensión 4 del OR que hace parte del STR R en el mes m del año t, en \$/kW

CD_{4,R,m,t}:

Cargo del nivel de tensión 4 del STR R, en el mes m del año t, en \$/kW

PR_{4,R,m,t}:

Factor para referir las medidas de energía del nivel de tensión 4, del mes m del año t enseguida.

$$PR_{4,R,m,t} = P_{4,R,m,t}$$

$$P_{4,R,m,t} = 1 - \frac{\sum_{j=1}^{JR} IMSC_{j,4,R,m,t}}{\sum_{j=1}^{JR} IMSC_{j,4,R,m,t} * (1 - P_{4,j,m,t})^{-1}}$$

Donde:

P _{4,R,m,t} :	Factor de pérdidas ponderado del nivel de tensión 4, para los OR que
IMSC _{j,4,R,m,t} :	Ingreso mensual del OR j, en el nivel de tensión 4, en el mes m de disponible de esta variable en la fecha que se deba calcular y publicar
P _{4,j,m,t} :	Factor de pérdidas del nivel de tensión 4 del OR j, que hace parte de
JR:	Número de mercados de comercialización en el STR R.

Notas de Vigencia

- Numeral modificado por el artículo 2 de la Resolución 199 de 2019, 'por la cual se modifican al. No. 51.184 de 2 de enero 2020.
- Numeral modificado por el artículo [4](#) de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican algunas disposiciones de la Resolución 50.929 de 17 de abril 2019

Legislación Anterior

Texto modificado por la Resolución 36 de 2019:

1.1.1 Cargos por uso de nivel de tensión 4 <Numeral modificado por el artículo [4](#) de la Resolución 36 de 2019>

El LAC calculará para cada STR los cargos por uso de nivel de tensión 4 de la siguiente manera:

$$Dt_{4,R,m,t} = \frac{CD_{4,R,m,t}}{1 - PR_{4,R,m,t}}$$

Donde:

Dt_{4,R,m,t}: Cargo por uso del nivel de tensión 4 del OR que hace parte del STR R, para el mes m del año t,

CD_{4,R,m,t}: Cargo del nivel de tensión 4 del STR R, en el mes m del año t, en \$/kWh, calculado

PR_{4,R,m,t}: Factor para referir las medidas de energía del nivel de tensión 4, del OR que hace parte

$$PR_{4,R,m,t} = P_{4,R,m,t}$$

$$P_{4,R,m,t} = 1 - \frac{\sum_{j=1}^{JR} IMSC_{j,4,R,m,t}}{\sum_{j=1}^{JR} IMSC_{j,4,R,m,t} * (1 - P_{4,j,m,t})^{-1}}$$

Donde:

P_{4,R,m,t}: Factor de pérdidas ponderado del nivel de tensión 4, para los OR que hacen parte del STR R,

IMSC_{j,4,R,m,t}: Ingreso mensual del OR j, en el nivel de tensión 4, en el mes m del año t, calculado se

$P_{4,j,m,t}$: Factor de pérdidas del nivel de tensión 4 del OR j, que hace parte del STR R, en el mes m

JR: Número de mercados de comercialización en el STR R.

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

1.1.1 Cargos por uso de nivel de tensión 4

El LAC calculará para cada STR los cargos por uso de nivel de tensión 4 de la siguiente manera:

$$Dt_{4,R,m,t} = \frac{CD_{4,R,m,t}}{1 - PR_{4,R,m,t}}$$

Donde:

Dt_{4,R,m,t}: Cargo por uso del nivel de tensión 4 del OR que hace parte del STR R para el mes m de

CD_{4,R,m,t}: Cargo del nivel de tensión 4 del STR R, en el mes m del año t, en \$/kWh, calculado se

PR_{4,R,m,t}: Factor para referir las medidas de energía del nivel de tensión 4, del OR que hace parte

$$PR_{4,R,m,t} = P_{4,R,m,t}$$

$$P_{4,R,m,t} = 1 - \frac{\sum_{j=1}^{JR} IMSC_{j,4,R,m,t}}{\sum_{j=1}^{JR} IMSC_{j,4,R,m,t} * (1 - P_{4,j,m,t})^{-1}}$$

Donde:

P_{4,R,m,t}: Factor de pérdidas ponderado del nivel de tensión 4, para los OR que hacen parte del STI

IMSC_{j,4,R,m,t}: Ingreso mensual del OR j, en el nivel de tensión 4, en el mes m del año t, sin incluir diferente al propio, calculado según lo establecido en el numeral [2.1](#).

P_{4,j,m,t}: Factor de pérdidas del nivel de tensión 4 del OR j, que hace parte del STR R, en el mes m

JR: Número de OR con mercados de comercialización en el STR R.

1.1.2 CARGOS POR USO DE NIVEL DE TENSIÓN 3.

Para cada uno de los OR, el LAC calculará los cargos por uso de nivel de tensión 3 de la siguiente forma:

$$Dt_{3,j,m,t} = \frac{CD_{4,R,m,t}}{1 - PR_{3,j,m,t}} + CD_{3,j,m,t} + Dtcs_{3,j,m,t}$$

Donde:

Dt _{3,j,m,t} :	Cargo por uso del nivel de tensión 3 del OR j para el mes m del año t, en ¢
CD _{4,R,m,t} :	Cargo del nivel de tensión 4 del STR R, del que hace parte el OR j, en el i
CD _{3,j,m,t} :	Cargo del nivel de tensión 3 del OR j, en el mes m del año t, en ¢/kWh, c
PR _{3,j,m,t} :	Factor para referir las medidas de energía del nivel de tensión 3 del OR j :
Dtcs _{3,j,m,t} :	Cargo por incentivo a la calidad del servicio del OR j en el nivel de tensió

1.1.3 CARGOS POR USO DE NIVEL DE TENSIÓN 2.

Para cada uno de los OR, el LAC calculará los cargos por uso de nivel de tensión 2 de la siguiente forma:

$$Dt_{2,j,m,t} = \frac{CD_{4,R,m,t}}{1 - PR_{2,j,m,t}} + CD_{2,j,m,t} + Dtcs_{2,j,m,t}$$

Donde:

Dt _{2,j,m,t} :	Cargo por uso del nivel de tensión 2 del OR j para el mes m en el año t, en ¢
CD _{4,R,m,t} :	Cargo del nivel de tensión 4 del STR R, del que hace parte el OR j, en el i
CD _{2,j,m,t} :	Cargo del nivel de tensión 2 del OR j, en el mes m del año t, en ¢/kWh, c
PR _{2,j,m,t} :	Factor para referir las medidas de energía del nivel de tensión 2 del OR j :
Dtcs _{2,j,m,t} :	Cargo por incentivo a la calidad del servicio del OR j en el nivel de tensió

1.1.4 CARGOS POR USO DE NIVEL DE TENSIÓN 1.

Para cada uno de los OR, el LAC calculará los cargos por uso de nivel de tensión 1 de la siguiente forma:

$$Dt_{1,j,m,t} = \frac{CD_{4,R,m,t}}{1 - PR_{1,j,m,t}} + \frac{CD_{2,j,m,t}}{1 - P_{j,1,t}} + CDI_{1,j,m,t} + CDA_{1,j,m,t} + Dtcs_{1,j,m,t}$$

Donde:

Dt _{1,i,m,t} :	Cargo por uso del nivel de tensión 1 del OR j para el mes m en el año t, en ¢
CD _{4,R,m,t} :	Cargo del nivel de tensión 4 del STR R, del que hace parte el OR j, en el i
PR _{1,i,m,t} :	Factor para referir las medidas de energía del nivel de tensión 1 del OR j :
CD _{2,j,m,t} :	Cargo del nivel de tensión 2 del OR j, en el mes m del año t, en ¢/kWh, c
P _{j,1,t} :	Índice de pérdidas del OR j en el nivel de tensión 1, en el año t, calculado
CDI _{1,i,m,t} :	Cargo de inversión del nivel de tensión 1 del OR j, en el mes m del año t,
CDA _{1,i,m,t} :	Cargo de AOM del nivel de tensión 1 del OR j, en el mes m del año t, en ¢
Dtcs _{1,i,m,t} :	Cargo por incentivo a la calidad del servicio del OR j en el nivel de tensió

En caso de que la totalidad o fracción de los activos de nivel de tensión 1 sean de propiedad del usuario, se descontará de la variable Dt_{1,j,m,t}, el cargo de inversión del nivel de tensión 1 del ORj, CDI_{1,j,m,t}, en el caso de que sea de propiedad del usuario.

a. El OR deberá reportar mensualmente al comercializador respectivo el listado de usuarios finales que posean activos de nivel de tensión 1. El comercializador deberá hacer el respectivo descuento a partir del mes siguiente al de la fecha de recepción.

b. Cuando la propiedad de los activos de nivel de tensión 1 sea compartida con el OR, de tal forma que el usuario no sea propietario de los mismos, el OR liquidará el 50 % del respectivo cargo máximo. Si el usuario es propietario de los dos activos mencionados, el OR liquidará el 100 % del respectivo cargo.

Cuando se requiera la reposición de activos de nivel de tensión 1 que son de propiedad del usuario, se le aplicará un descuento que corresponda. El usuario en un plazo no superior a 2 días hábiles a partir de la salida de la instalación, si el usuario no se pronuncia o decide no reponerlos informará al OR y éste efectuará la reposición.

cumplimiento de los dos días hábiles mencionados. A partir del momento de la reposición por parte efectos de esta disposición, se entiende por reposición el cambio de la totalidad de las redes de nive

c. En cualquier caso, los cargos que remuneran gastos de administración, operación y mantenimiento dichas actividades sobre la totalidad de activos de nivel de tensión 1, al margen de quién sea su propietario en este nivel, como mínimo con una periodicidad anual.

1.1.5 CARGOS POR INCENTIVOS DE CALIDAD DEL SERVICIO. <Numeral modificado por el

El LAC calculará los cargos asociados con el desempeño en la calidad del servicio del SDL de cada

$$Dtcs_{n,j,m,t} = \frac{(IC_SAIDI_{j,t} + IC_SAIFI_{j,t}) / IPP_{FC} - CONP_{j,t} / IPP_{t-1} * IPP_{m-1}}{VCDI_{j,t-1} + VCIN_{j,t-1}}$$

<Ver Notas de Vigencia - Modificación temporal al factor de indexación>

Notas de Vigencia

- Consultar la modificación temporal a la que podrán acogerse los OR para los factores de indexación, publicada en el Diario Oficial No. 52.162 de 19 de septiembre de 2022.

Donde:

Dtcs _{n,j,m,t} :	Cargo por desempeño en la calidad del servicio del OR j para los niveles de tensión n y m.
IC_SAIDI _{j,t} :	Incentivo de calidad por duración de eventos, aplicable al OR j durante el año t.
IC_SAIFI _{j,t} :	Incentivo de calidad por frecuencia de eventos, aplicable al OR j, durante el año t.

CONP _{j,t} :	Para las dos variables anteriores, cada año los valores serán tomados para el reporte. Si el OR no ha hecho el reporte, el LAC utilizará un valor fijo establecido por la SSPD para lo de su competencia. A partir del reporte del OR, el LAC utilizará el valor declarado por el OR.
VCDI _{j,t-1} :	Valor total a descontar al OR j, en el año t, por las compensaciones realizadas. El día en que se realiza este cálculo es el 28 de febrero de cada año.

VCDI _{j,t-1} :	Ventas en el mercado de comercialización servido por el OR j, durante el año t-1, calculadas de la siguiente manera:
-------------------------	--

$$VCDI_{j,t-1} = \sum_{n=1}^3 \sum_{i=1}^{Ip} vcdi_{j,t-1,n,i}$$

Donde:

VCDI _{j,t-1,n,i} :	Energía registrada ante el ASIC para las fronteras comerciales de respuesta en el nivel de tensión n, en el mercado de comercialización atendido por el OR j.
IP:	Número total de comercializadores distintos al incumbente en el mercado de comercialización servido por el OR j.
VCIN _{j,t-1} :	Ventas en el mercado de comercialización servido por el OR j, durante el año t-1, calculadas de la siguiente manera:

$$VCIN_{j,t-1} = \sum_{n=1}^3 (vcin_{j,t-1,n})$$

Donde:

- VCIN_{j,t-1}: Ventas para usuarios durante el año t-1, en el nivel de tensión n, del consumo facturado y reportado al SUI para el respectivo periodo.
- IP_{m-1}: Índice de precios del productor del mes m-1.
- IPP_{FC}: Índice de precios del productor de la fecha de corte.
- IPP_{t-1}: Índice de precios del productor del mes de diciembre del año anterior al año t.

Notas de Vigencia

- Numeral modificado por el artículo [5](#) de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican algunas disposiciones de la Resolución 50.929 de 17 de abril 2019'

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

1.1.5 Cargos por incentivos de calidad del servicio

El LAC calculará los cargos asociados con el desempeño en la calidad del servicio del SDL para cada OR j en el año t.

$$Dtcs_{n,j,m,t} = \frac{INCC_{j,n,t}/IPP_{FC} - CONP_{j,n,t}/IPP_{t-1} * IPP_{m-1}}{(1 - P_{j,n,t}) * \sum_{ma=m-3}^{m-14} Ee_{j,n,ma}}$$

Donde:

Dtcs_{n,j,m,t}: Cargo por desempeño en la calidad del servicio del OR j en el nivel de tensión n en el año t.

INCC_{j,n,t}: Ingreso anual por incentivos asociados con la calidad del servicio del OR j en el nivel de tensión n en el año t.

CONP_{j,n,t}: Compensaciones no pagadas a usuarios en mora del OR j en el nivel de tensión n en el año t.

$$CONP_{j,n,t} = CONP_{j,t} * \frac{BRAE_{j,n,0}}{\sum_{n=1}^3 BRAE_{j,n,0}}$$

CONP_{j,t}: Valor total a descontar al OR j, en el año t, por las compensaciones no pagadas durante el año t.

BRAE_{j,n,0}: Base regulatoria de activos eléctricos del OR j en el nivel de tensión n al inicio del periodo t.

P_{j,n,t}: Índice de pérdidas del OR j en el nivel de tensión n, en el año t, calculado conforme a lo establecido en la normatividad.

Ee_{j,n,ma}: Energía de entrada al sistema del OR j en el nivel de tensión n, durante el mes ma, expresada en kWh.

IPP_{m-1}: Índice de precios del productor del mes m-1.

IPP_{FC}: Índice de precios del productor de la fecha de corte.

IPP_{t-1}: Índice de precios del productor del mes de diciembre del año anterior al año t.

1.2 CARGOS POR NIVEL DE TENSIÓN.

El LAC calculará mensualmente los cargos de cada nivel de tensión de acuerdo con las siguientes e

1.2.1 CARGOS DEL NIVEL DE TENSIÓN 4. <Numeral modificado por el artículo 6 de la Resol

Para cada uno de los STR el cargo por nivel de tensión 4 se calcula a partir de los ingresos de los O convocatorias que se construyen en ese STR.

El LAC estimará el cargo de nivel de tensión 4 así:

$$CD_{4,R,m,t} = \frac{\sum_{j=1}^{JR} IM_{j,4,R,m,t} + IMC_{R,m,t}}{\sum_{j=1}^{JR} DTC_{j,R,m-1}}$$

Donde:

CD _{4,R,m,t} :	Cargo de nivel de tensión 4 del STR R, en el mes m del año t, en \$/kWh
IM _{j,4,R,m,t} :	Ingreso mensual del OR j, perteneciente al STR R, en el nivel de tensión 4, en el mes m del año t
IMC _{R,m,t} :	Ingreso mensual por convocatorias construidas en el STR R para el mes m del año t
DTC _{j,R,m-1} :	Demandta total de los comercializadores que atienden usuarios en el STR R, en el mes m-1 del año t. La energía estará referida a 220 kV y no considerará la demanda de usuarios que no estén en convocatoria. Los factores contenidos en el capítulo 7.
JR:	Número de mercados de comercialización que conforman el STR R.

Notas de Vigencia

- Numeral modificado por el artículo 6 de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican algunas disposiciones de la Resolución 50.929 de 17 de abril 2019'

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

1.2.1 Cargos del nivel de tensión 4

Para cada uno de los STR el cargo por nivel de tensión 4 se calcula a partir de los ingresos de los O convocatorias que se construyen en ese STR. Los OR que construyan convocatorias en un STR diferente

El LAC estimará el cargo de nivel de tensión 4 así:

$$CD_{4,R,m,t} = \frac{\sum_{j=1}^{JR} IM_{j,4,R,m,t} + IMT_{R,m,t}}{\sum_{j=1}^{JR} DTC_{j,R,m-1}}$$

Donde:

CD_{4,R,m,t}: Cargo de nivel de tensión 4 del STR R, en el mes m del año t, en \$/kWh.

IM_{j,4,R,m,t}: Ingreso mensual del OR j, perteneciente al STR R, en el nivel de tensión 4, en el mes m del año t.

IMTR_{r,R,m,t}: Ingreso mensual del TR r, en el STR R para el mes m del año t, en pesos, calculado s

DTC_{j,R,m-1}: Demanda total de los comercializadores que atienden usuarios en el mercado de comercio referida a 220 kV y no considerará la demanda de usuarios conectados directamente al STN. Para

J: Número total de OR que operan activos en el STR R, ya sea porque su mercado de comercialización construyó activos de nivel de tensión 4 en ese STR

R: Número total de TR con activos de uso en el STR R.

JR: Número total de mercados de comercialización que conforman el STR R

1.2.2 CARGOS DEL NIVEL DE TENSIÓN 3.

Los cargos para el nivel de tensión 3 se calculan según la siguiente expresión:

$$CD_{3,j,m,t} = \frac{IA_{j,3,m,t} + \frac{1}{12} * O_{j,3}}{(1 - P_{j,3,t}) * \frac{1}{12} * \sum_{ma=m-3}^{m-14} Ee_{j,3,ma}}$$

Donde:

CD _{3,j,m,t} :	Cargo del nivel de tensión 3 del sistema del OR j, en el mes m del año t, en \$
IA _{j,3,m,t} :	Ingreso del OR j en el nivel de tensión 3, en el mes m del año t, según el número
O _{j,3} :	Valor anual por concepto de conexiones en el nivel de tensión 3 del sistema particular de cada OR.
P _{j,3,t} :	Índice de pérdidas del OR j en el nivel de tensión 3, en el año t, calculado como
E _{e,j,3,ma}	energía de entrada al sistema del OR j en el nivel de tensión 3, durante el mes i

El valor anual por concepto de conexiones al sistema de otro OR en el nivel de tensión 3 se calcula

$$O_{j,3} = \sum_{f=1}^{NC3_j} CD_{f,3} * EI_{j,f}$$

Donde:

O _{j,3} :	Valor anual por concepto de conexiones en el nivel de tensión 3 del sistema del particular de cada OR.
NC3 _j :	Número de conexiones con otros OR, que inyectan energía en el nivel de tensión 3
CD _{f,3} :	Cargo del nivel de tensión 3 de referencia para el OR que exporta energía en la conexión f.
EI _{j,f} :	Energía importada, en el año que finaliza en la fecha de corte, por el OR j a través de la conexión f.

1.2.3 CARGOS DEL NIVEL DE TENSIÓN 2.

Los cargos para el nivel de tensión 2 se calculan según lo establecido en la siguiente expresión:

$$CD_{2,j,m,t} = \frac{IA_{j,2,m,t} + \frac{1}{12} * O_{j,2}}{(1 - P_{j,2,t}) * \frac{1}{12} * \sum_{ma=m-3}^{m-14} Ee_{j,2,ma}} + CD_{3-2,j,m,t}$$

Donde:

CD _{2,j,m,t} :	Cargo del nivel de tensión 2 del sistema del OR j, en el mes m del año t, €
IA _{j,2,m,t} :	Ingreso del OR j en el nivel de tensión 2, en el mes m del año t, según lo €
O _{j,2} :	Valor anual por concepto de conexiones en el nivel de tensión 2 del sisten
CD _{3-2,j,m,t} :	Cargo del nivel de tensión 3 que se remunera parcialmente en el nivel de 1
P _{j,2,t} :	Índice de pérdidas del OR j en el nivel de tensión 2, en el año t, calculado
Ee _{j,2,ma}	Energía de entrada al sistema del OR j en el nivel de tensión 2, durante el

El valor anual por concepto de conexiones al sistema de otro OR en el nivel de tensión 2 se calcula

$$O_{j,2} = \sum_{f=1}^{NC_{2,j}} CD_{f,2} * EI_{j,f}$$

Donde:

O _{j,2} :	Valor anual por concepto de conexiones en el nivel de tensión 2 del sistema del particular de cada OR.
NC _{2,j} :	Número de conexiones con otros OR, que inyectan energía en el nivel de tensión 2
CD _{f,2} :	Cargo del nivel de tensión 2 de referencia para el OR que exporta energía en la con
EI _{j,f} :	Energía importada, en el año que finaliza en la fecha de corte, por el OR j a través de

El cargo del nivel de tensión 3 que se remunera parcialmente en el nivel de tensión 2 se calcula de la siguiente forma:

$$CD_{3-2,j,m,t} = CD_{3,j,m,t} * \frac{\sum_{ma=m-3}^{m-14} Fe_{j,3-2,ma}}{(1 - P_{j,2,t}) * \sum_{ma=m-3}^{m-14} Ee_{j,2,ma}}$$

Donde:

CD _{3-2,j,m,t} :	Cargo del nivel de tensión 3 que se remunera parcialmente en el nivel de tensión 2 del sistema del OR j, en el mes m del año t, €
CD _{3,j,m,t} :	Cargo del nivel de tensión 3 del sistema del OR j, en el mes m del año t, €
Fe _{j,3-2,ma} :	Flujo de energía del nivel de tensión 3 al nivel de tensión 2 del OR j, en el año t, €
P _{j,2,t} :	Índice de pérdidas del OR j en el nivel de tensión 2, en el año t, calculado
Ee _{j,2,ma}	Energía de entrada al sistema del OR j en el nivel de tensión 2, durante el año t, €

1.2.4 CARGOS DEL NIVEL DE TENSIÓN 1.

En el nivel de tensión 1 se calculan dos cargos, uno asociado con los activos de uso y otro con los gastos fijos.

1.2.4.1 CARGOS DE NIVEL DE TENSIÓN 1 POR ACTIVOS DE USO.

El cargo de inversión para nivel de tensión 1 se calcula según lo establecido en las siguientes expresiones:

$$CDI_{1,j,m,t} = \frac{IA_{j,1,m,t}}{(1 - P_{j,1,t}) * \frac{1}{12} * \sum_{ma=m-3}^{m-14} Ee_{j,1,ma}}$$

Donde:

CDI _{1,j,m,t} :	Cargo por inversión del OR j en nivel de tensión 1, en el mes m del año t, en %
IA _{j,1,m,t} :	Ingreso por inversión en activos del OR j en el nivel de tensión 1, en el mes m
P _{j,1,t} :	Índice de pérdidas del OR j en el nivel de tensión 1, en el año t, calculado cor
Ee _{j,1,ma} :	Energía de entrada al sistema del OR j en el nivel de tensión 1, durante el mes

1.2.4.2 CARGOS DE NIVEL DE TENSIÓN 1 POR AOM. El cargo de AOM para nivel de tensión 1:

$$CDA_{1,j,m,t} = \frac{IAAOM_{j,1,t}}{(1 - P_{j,1,t}) * \sum_{ma=m-3}^{m-14} Ee_{j,1,ma}} * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

<Ver Notas de Vigencia - Modificación temporal al factor de indexación>

Notas de Vigencia

- Consultar la modificación temporal a la que podrán acogerse los OR para el factor de indexación, publicada en el Diario Oficial No. 52.162 de 19 de septiembre de 2022.

Donde:

CDA _{1,j,m,t} :	Cargo por AOM de nivel de tensión 1 del OR j en el mes m del año t, en %
IAAOM _{j,1,t} :	Ingreso anual por AOM del OR j en activos del nivel de tensión 1, en el año t
P _{j,1,t} :	Índice de pérdidas del OR j en el nivel de tensión 1, en el año t, calculado cor
Ee _{j,1,ma} :	Energía de entrada al sistema del OR j en el nivel de tensión 1, durante el mes
IPP _{m-1} :	Índice de precios del productor del mes m-1.
IPP ₀ :	Índice de precios del productor de la fecha de corte.

1.3 ACTUALIZACIÓN Y LIQUIDACIÓN DE CARGOS. <Numeral modificado por el artículo 7

El ingreso mensual de los OR, así como los cargos de cada nivel de tensión y los cargos por uso, se acuerda con lo previsto en esta resolución, para lo cual deberá calcular las variables necesarias.

Los comercializadores facturarán a sus usuarios los cargos por uso definidos en el numeral 1.1.

Cuando en los cálculos previstos se incurra en errores por aplicación equivocada de las fórmulas o la LAC podrá hacer las correcciones identificadas y los ajustes que modifiquen liquidaciones de hasta actualizará las diferencias encontradas, con la variación del IPP desde el mes que se está corrigiendo.

Notas de Vigencia

- Numeral modificado por el artículo 7 de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican algunas disposiciones de la Resolución 50.929 de 17 de abril 2019'

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

1.3 ACTUALIZACIÓN Y LIQUIDACIÓN DE CARGOS

El ingreso mensual de los OR, así como los cargos de cada nivel de tensión y los cargos por uso s acuerdo con lo previsto en esta resolución, para lo cual deberá calcular las variables necesarias.

Los comercializadores facturarán a sus usuarios los cargos por uso definidos en el numeral [1.1](#).

1.3.1 ACTUALIZACIÓN, LIQUIDACIÓN Y RECAUDO DE CARGOS DEL STR. <Numeral m>

El LAC calculará el cargo horario del nivel de tensión 4 y las liquidaciones de cada STR con base e correspondientes a cada uno de estos períodos.

El LAC utilizará las siguientes expresiones para determinar los valores a facturar a los comercializadores:

- Para los ingresos de un OR con activos remunerados, de acuerdo con lo previsto en esta resolución:

$$LC_{i,j,R,m,t} = DC_{i,R,m} * CD_{4,R,m,t} * \frac{IMAJ_{j,4,R,m,t}}{\sum_{j=1}^{JR} IM_{j,4,R,m,t} + IMC_{R,m,t}}$$

- Para los ingresos de las convocatorias:

$$LC_{i,R,m,t} = DC_{i,R,m} * CD_{4,R,m,t} * \frac{IMC_{R,m,t}}{\sum_{j=1}^{JR} IM_{j,4,R,m,t} + IMC_{R,m,t}}$$

Donde:

LC _{i,j,R,m,t} :	Liquidación por concepto de cargos del nivel de tensión 4, en el S' mes m, para liquidar los activos del OR j.
LC _{i,R,m,t} :	Liquidación por concepto de cargos del nivel de tensión 4, en el S' mes m, para liquidar los activos construidos mediante convocatoria.
DC _{i,R,m} :	Demandas del comercializador i, en el STR R, durante el mes de m, considerando la demanda de usuarios conectados directamente al STN.
CD _{4,R,m,t} :	Cargo del nivel de tensión 4, en \$/kWh, del STR R, en el mes m del año t.
IMAJ _{j,4,R,m,t} :	Ingreso mensual ajustado del OR j, en el nivel de tensión 4, en el mes m del año t.
IM _{j,4,R,m,t} :	Ingreso mensual del OR j, perteneciente al STR R, en el nivel de tensión 4, en el mes m del año t.
IMC _{R,m,t} :	Ingreso mensual por convocatorias construidas en el STR R para el mes m del año t.
JR:	Número total de mercados de comercialización que conforman el STF.
m:	Corresponde al mes calendario de prestación del servicio.

Para efectos de los cálculos horarios, las variables DC_{i,R,m} y CD_{4,R,m,t}, tendrán desagregaciones segundarias.

Para el STR, el LAC estará encargado de:

- calcular y actualizar las variables requeridas para determinar los ingresos y cargos de los STR;
- calcular los valores a facturar por cada OR a cada comercializador; y
- el envío de las liquidaciones a los OR, con la anterioridad requerida.

La facturación y recaudo a los agentes comercializadores, de los ingresos aprobados con base en lo por el LAC. Los ingresos correspondientes a convocatorias serán facturados, recaudados y distribuidos.

Notas de Vigencia

- Numeral modificado por el artículo [7](#) de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican algunos artículos de la Resolución 15 de 2018, entre otros' No. 50.929 de 17 de abril 2019

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

1.3.1 Actualización, liquidación y recaudo de cargos del STR

Las liquidaciones para los comercializadores que atienden usuarios en los STR se calcularán de acuerdo con la siguiente expresión:

$$LC_{i,R,m,t} = DC_{i,R,m} * CD_{4,R,m,t}$$

Donde:

$LC_{i,R,m,t}$: Liquidación por concepto de cargos del nivel de tensión 4, en el STR R, por el consumo m.

$DC_{i,R,m}$: Demanda del comercializador i, en el STR R, durante el mes de consumo m, referida al $CD_{4,R,m,t}$. Es la demanda de usuarios conectados directamente al STN.

$CD_{4,R,m,t}$: Cargo del nivel de tensión 4, en \$/kWh, del STR R, en el mes m del año t, de acuerdo con la Resolución 15 de 2018.

m: Corresponde al mes calendario de prestación del servicio.

Para el STR, el LAC estará encargado de:

- a. calcular y actualizar las variables requeridas para determinar los ingresos y cargos de los STR;
- b. calcular los valores a facturar por cada OR y TR a cada comercializador; y
- c. el envío de las liquidaciones a los OR, con la anterioridad requerida.

La facturación y recaudo a los agentes comercializadores le corresponderá a los OR, utilizando la metodología establecida en la legislación anterior. Los ingresos correspondientes a convocatorias serán facturados, recaudados y distribuidos por el LAC.

1.3.2 ACTUALIZACIÓN Y LIQUIDACIÓN DE LOS CARGOS DEL SDL. <Numeral modificado por el artículo 7 de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican algunos artículos de la Resolución 15 de 2018, entre otros' No. 50.929 de 17 de abril 2019>

Las liquidaciones para los comercializadores que atienden usuarios en los SDL, en cada mercado de acuerdo con la legislación anterior.

El LAC calculará los cargos horarios de los niveles 3, 2 y 1 y las liquidaciones con base en los períodos establecidos en la legislación anterior. Los ingresos correspondientes a convocatorias serán facturados, recaudados y distribuidos por el LAC.

Las liquidaciones con cargos horarios se aplicarán para los registros de las fronteras comerciales con base en la legislación anterior. Los ingresos correspondientes a convocatorias serán facturados, recaudados y distribuidos por el LAC.

La liquidación del SDL se realizará con base en la siguiente expresión:

$$LC_{i,n,j,m} = VCO_{i,n,j,m} * \left(Dt_{n,j,m,t} - \frac{CD_{4,R,m,t}}{1 - PR_{n,j,m,t}} \right)$$

Donde:

$LC_{i,n,j,m}$: Liquidación por concepto de cargos por uso del nivel de tensión n, en el comercializador i.

$VCO_{i,n,j,m}$: Ventas del comercializador i, en el nivel de tensión n, en el mercado de diferente al integrado con el OR, estas ventas serán iguales a las lecturas que el LAC obtenga en los plazos previstos para esta consulta.

Para efectos de los cálculos horarios, esta variable tendrá desagregaciones según los períodos horarios:

$Dt_{n,j,m,t}$: Cargo por uso del nivel de tensión n, del OR j, para el mes m del año t, en \$.

$CD_{4,R,m,t}$: Cargo del nivel de tensión 4, en \$/kWh, del STR R al que pertenece el OR j.

$PR_{n,j,m,t}$: Factor para referir las medidas de energía del nivel de tensión n del OR j al

n: Nivel de tensión, puede tomar los valores 1, 2 o 3.

La liquidación de los comercializadores diferentes al incumbente se hará el mes siguiente al del cor
datos del SUI.

Para el SDL, el LAC estará encargado de:

- a) Calcular y actualizar las variables requeridas para determinar los cargos de los SDL;
- b) Consultar, al finalizar cada mes, las lecturas de los medidores de los comercializadores;
- c) Dentro de los últimos cuatro (4) días calendario del mes anterior para el cual se están calculando publicar las variables requeridas para el mismo;
- d) Consultar el SUI para recopilar la información de los reportes de la energía vendida por cada cor
información se publicará dentro de los últimos cuatro (4) días calendario del mes anterior al de su u
- e) Atender y dar respuesta a las solicitudes de modificación que presenten los agentes dentro de los los niveles de tensión 1, 2 y 3;
- f) Actualizar la información de índices de precios y corregir de oficio, o en respuesta a solicitudes d
cargos de los niveles de tensión 1, 2 y 3; y proceder con su publicación dentro de los primeros siete días siguientes a su publicación;
- g) Publicar la liquidación de los valores a facturar por cada OR a cada comercializador dentro de lo dentro de los dos (2) días siguientes a su publicación;
- h) Publicar la información definitiva tanto de los cargos de los niveles de tensión 1, 2 y 3, como de
día 14 de cada mes, reflejando allí las actualizaciones y correcciones de información a que haya lug

La facturación y recaudo a los agentes comercializadores les corresponderá a los OR, utilizando la l

Notas de Vigencia

- Numeral modificado por el artículo [7](#) de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican alg
No. 50.929 de 17 de abril 2019

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

1.3.2 Actualización y liquidación de los cargos del SDL

Las liquidaciones para los comercializadores que atienden usuarios en los SDL, en cada mercado utilizando la siguiente expresión:

$$LC_{i,n,j,m} = VCO_{i,n,j,m} * \left(Dt_{n,j,m,t} - \frac{CD_{4,R,m,t}}{1 - PR_{n,j,m,t}} \right)$$

Donde:

$LC_{i,n,j,m}$: Liquidación por concepto de cargos por uso del nivel de tensión n, en el mercado de con

$VC_{i,n,j,m}$: Ventas del comercializador i, en el nivel de tensión n, en el mercado de comercializació

$Dt_{n,j,m,t}$: Cargo por uso del nivel de tensión n, del OR j, para el mes m del año t, en \$/kWh, de acu

$CD_{4,R,m,t}$: Cargo del nivel de tensión 4, en \$/kWh, del STR R al que pertenece el OR j, en el mes

$PR_{n,j,m,t}$: Factor para referir las medidas de energía del nivel de tensión n del OR j al STN, en el :

n: Nivel de tensión, puede tomar los valores 1, 2 o 3.

Para el SDL, el LAC estará encargado de:

- a. calcular y actualizar las variables requeridas para determinar los cargos de los SDL.
- b. calcular los valores a facturar por cada OR a cada comercializador; y
- c. el envío de las liquidaciones a los OR, con la anterioridad requerida.

La facturación y recaudo a los agentes comercializadores le corresponderá a los OR, utilizando la



1.3.3 INICIO DE APLICACIÓN DE LOS INGRESOS APROBADOS. <Numeral adicionado p

Para todos los niveles de tensión, los ingresos que se aprueben a los OR se aplicarán a partir del pri particular.

En cada uno de los STR el cargo por uso del nivel de tensión 4, de que trata el numeral [1.1.1](#), y el calendario del mes siguiente al de la entrada en vigencia de la primera resolución particular aprobada OR con activos en ese STR, se utilizarán temporalmente las siguientes variables para estos OR:

$IM_{j,4R,m,t}$: Corresponde al ingreso mensual del nivel de tensión 4 del OR j, perteneciente CREG 097 de 2008, para el mes m

$P_{4j,m,t}$: Factor de pérdidas del nivel de tensión 4 del OR j, que es igual a 0,91% para el

Notas de Vigencia

- Numeral adicionado por el artículo [7](#) de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican algunos artículos de la Resolución 15 de 2018, de acuerdo con lo establecido en la Resolución 50.929 de 17 de abril 2019



1.3.4 APPLICACIÓN ANUAL DE INGRESOS. <Numeral adicionado por el artículo 7 de la Resolución 36 de 2019>

El LAC calculará anualmente el valor de las variables a utilizar para determinar el ingreso y los cambios en el mismo.

Con este propósito, los OR enviarán al LAC en la forma que este les indique, hasta el 28 de febrero de cada año.

Las variables que tienen cambios anuales se aplicarán a partir del mes de abril de cada año y hasta la fecha de entrada en vigencia de cada resolución.

Para el primer año de aplicación, el LAC calculará las variables para determinar el ingreso a partir de la fecha de entrada en vigencia de la resolución, se aplicará el ajuste calculado.

Notas de Vigencia

- Numeral adicionado por el artículo 7 de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican algunas disposiciones de la Resolución 36 de 2019, de acuerdo con lo establecido en la Resolución No. 50.929 de 17 de abril 2019'

1.3.4.1 AJUSTE DE INGRESOS PARA EL PRIMER AÑO DE APLICACIÓN. <Numeral modificado por el artículo 3 de la Resolución 199 de 2019>

Si la entrada en vigencia de la resolución particular, aprobada a un OR de acuerdo con lo previsto en la resolución, es anterior al 31 de marzo del año 1 del plan de inversiones, en cada una de las liquidaciones mensuales el LAC le aplicará los nuevos ingresos a partir del primer día calendario del mes siguiente al de la entrada en vigencia de la resolución.

Si ocurre después del 31 de marzo del año 1 del plan de inversiones, en cada una de las liquidaciones mensuales el LAC le aplicará los nuevos ingresos a partir del primer día calendario del mes siguiente al de la entrada en vigencia de la resolución.

$$AIM_{j,n,m} = \frac{\sum_{ma=1}^{NMA_j} (IMN_{j,n,ma} - IMA_{j,n,ma})}{12} * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_{aa,j}} + NAIM_{j,n,m}$$

Donde:

$AIM_{j,n,m}$: <Definición modificada por el artículo 3 de la Resolución 199 de 2019. El nuevo texto es el resultado de la suma de los 12 ajustes mensuales dividido entre 12 meses. El resultado se multiplicará por el factor de conversión de la tasa de interés anual a la tasa de interés mensual y se sumará al ingreso mensual estimado de acuerdo con la resolución>.

$NAIM_{j,n,m}$: Cuando se trate del nivel de tensión 1 la variable $AIM_{j,1,m}$ se repartirá así: i) una parte, en función de las variables CDI_A_{j,1} y CDM_A_{j,1}, mencionadas más adelante, la cual se adicionará al ingreso mensual estimado; ii) la otra parte se adicionará al ingreso anual relacionado con el AOM de este mismo nivel de tensión.

Notas de Vigencia

- Definición modificada por el artículo 3 de la Resolución 199 de 2019, 'por la cual se modifican algunas disposiciones de la Resolución 36 de 2019, de acuerdo con lo establecido en la Resolución No. 51.184 de 2 de enero 2020.'

Legislación Anterior

Texto modificado por la Resolución 36 de 2019:

$AIM_{j,n,m}$: Ajuste al ingreso mensual del OR j en el nivel de tensión n, a aplicar durante cada uno de los doce (12) meses de aplicación de la nueva metodología.

$IMN_{j,n,ma}$: Ingreso mensual del OR j para el nivel de tensión n en el mes ma, estimado de acuerdo con:

- Para el nivel 4 es igual a la variable $IMA_{j,4,R,m,t}$, calculada de acuerdo con lo establecido en el numeral 1.3.4.
- Para los niveles 3 y 2 es igual a los valores de las variables $IA_{j,n,m,t}$, calculadas para el mes ma, en el caso de que no existan se considerarán iguales a los valores de las variables $IA_{j,n,m,t}$ calculadas para el mes anterior.

c) Para el nivel 1 se calcula con la siguiente fórmula:

$$IMN_{j,1,ma} = IA_{j,1,ma,t} + \frac{1}{12} * IAAOM_{j,1,t} * \frac{IPP_{ma-1}}{IPP_0}$$

Donde:

IA _{j,1,ma,t} :	Ingreso mensual por inversión del nivel de tensión 1, del OR j, para el n
IAAOM _{j,1,t} :	Ingreso anual por AOM en el nivel de tensión 1, calculado de acuerdo c
IMA _{j,n,ma} :	Ingresa mensual del OR j, obtenido a partir de lo aprobado con base en nivel de tensión y utilizando la información registrada en las resoluciones

d) Para el nivel de tensión 4:

Corresponde al ingreso mensual del nivel de tensión 4 del OR j, perteneciente al STR R, calculado para el mes ma.

e) Para el nivel de tensión 3:

$$IMA_{j,3,ma} = CD_A_{j,3} * \frac{IPP_{ma-1}}{IPP_{base}} * (1 - P_{j,3}) * \frac{1}{12} * \sum_{maa=ma-3}^{ma-14} Ee_{j,3,maa}$$

Donde:

CD_A _{j,3} :	Cargo máximo del nivel de tensión 3 para el OR j, actualizado de acuerdo co
Ee _{j,3,maa} :	Energía de entrada al sistema del OR j en el nivel de tensión 3, durante el mes maa
P _{j,3} :	Índice de pérdidas del OR j en el nivel de tensión 3, aprobado de acuerdo con

f) Para el nivel de tensión 2:

$$IMA_{j,2,ma} = CD_N2_j * \frac{IPP_{ma-1}}{IPP_{base}} * (1 - P_{j,2}) * \frac{1}{12} * \sum_{maa=ma-3}^{ma-14} Ee_{j,2,maa}$$

$$CD_N2_j = CD_A_{j,2} - CD_A_{j,3} * \frac{Fe_{j,3-2}}{Eu_{j,2}}$$

Donde:

CD_N2 _j :	Cargo del nivel de tensión 2 al cual se le ha excluido la parte que remuneró
CD_A _{j,n} :	Cargo máximo del nivel de tensión n, con n igual a 3 o 2, para el OR j, ac
Ee _{j,3,maa} :	Energía de entrada al sistema del OR j en el nivel de tensión 2, durante 7.3.7.1 .
Fe _{j,3-2} :	Flujo de energía del nivel de tensión 3 al nivel de tensión 2, del OR j, uti
Eu _{j,2} :	del cargo máximo de nivel de tensión 2 del OR j.
P _{j,2} :	Energía útil del nivel de tensión 2 utilizada en aplicación de la metodo
	tensión 2 del OR j.

g) Para el nivel de tensión 1:

$$IMA_{j,1,ma} = (CDI_A_{j,1} + CDM_A_{j,1}) * \frac{IPP_{ma-1}}{IPP_{base}} * (1 - P_{j,1}) * \frac{1}{12} * \sum_{maa=ma-3}^{ma-14} Ee_{j,1,maa}$$

Donde:

CDI_A _{j,1} :	Cargo máximo por concepto de inversiones para el nivel de tensión 1 p
CDM_A _{j,1} :	Cargo máximo por concepto de AOM para el nivel de tensión 1 para el
Ee _{j,3,maa} :	Energía de entrada al sistema del OR j en el nivel de tensión 1, duran 7.3.7.1 .
P _{j,1} :	Índice de pérdidas del OR j en el nivel de tensión 1, aprobado de acuerdo

Los valores de las variables CD_A_{j,3}, CD_A_{j,2}, CDI_A_{j,1}, y CDM_A_{j,1}, serán los aplicados en el mes entregados al LAC a más tardar el 31 de mayo de 2019. Cuando un OR no entregue esta información aprobada al OR, con base en la metodología de la Resolución CREG [097](#) de 2008, multiplicados por

NMA _j :	Número de meses entre el 31 de marzo del año 1 del plan de inversiones y la metodología, para el OR j.
NAIM _{j,n,m} :	Para el caso de los OR a quienes se les aprueben en una resolución aparte de la que aprueba el reconocimiento de las inversiones de que trata el artículo 6, para base en el cual el LAC debe calcular un ingreso mensual adicional del OR j.

$$NAIM_{j,n,m} = \frac{\Delta ING_{j,n} * NMAN_j}{6} * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

Δ ING _{j,n} :	Ingreso adicional del OR j para el nivel de tensión n, definido en la resolución como la diferencia entre los ingresos antes y después de incluir estas inversiones.
NMA _j :	Número de meses entre el 31 de marzo del año 1 del plan de inversiones y la resolución que aprueba el reconocimiento de las inversiones de que trata el artículo 6, para base en el cual el LAC debe calcular un ingreso mensual adicional del OR j.
IPP _{m-1} :	Índice de precios del productor del mes m-1.
IPP _{aaj} :	Índice de precios del productor del mes anterior al de inicio de aplicación de la resolución.
IPP ₀ :	Índice de precios del productor de la fecha de corte.
IPP ₂₀₁₆ :	Índice de precios del productor de diciembre de 2016.
IPP _{base} :	Índice de precios del productor de diciembre de 2007.

Notas de Vigencia

- Numeral modificado por el artículo [7](#) de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican algunas disposiciones de la Resolución 50.929 de 17 de abril 2019'

CAPITULO 2. CÁLCULO DE LOS INGRESOS DE LOS OR.

Los ingresos mensuales de los OR en cada nivel de tensión por el uso de los activos y de los TR en

2.1 INGRESOS DE LOS OR EN EL NIVEL DE TENSIÓN 4. <Numeral modificado por el artículo

El LAC calculará el ingreso mensual de nivel de tensión 4 de cada OR, así:

$$IM_{j,4,R,m,t} = \left[IAA_{j,4,t} * fM + \frac{IAAOM_{j,4,t} - IRM_{j,4,t}}{12} \right] * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0} - CSTR_{j,R,m-1}$$

<Ver Notas de Vigencia - Modificación temporal al factor de indexación>

Notas de Vigencia

- Consultar la modificación temporal a la que podrán acogerse los OR para el factor de indexación en septiembre de 2022, 'por la cual se permite el cambio de IPP para el cálculo de componentes del cálculo publicada en el Diario Oficial No. 52.162 de 19 de septiembre de 2022.

Donde:

$IM_{j,4R,m,t}$:	Ingreso mensual del OR j, en el nivel de tensión 4, por los activos en el mes t, en pesos.
$IAA_{j,a,t}$:	Ingreso anual por los activos de uso del nivel de tensión 4, del OR j.
fM :	Factor para calcular valores mensuales, calculado según lo establecido en el numeral 5.1.14 .
$LAAOM_{j,4,t}$:	Ingreso anual por los gastos de administración, operación y mantenimiento, establecido en el Capítulo 4 .
$CSTR_{j,R,m-1}$:	Valor mensual de las compensaciones del OR j, por los activos en el mes m-1, según lo establecido en el numeral 5.1.14 .
IRM_{m-1} :	Ingreso del OR j, en el nivel de tensión 4, del año t, recibido por otra persona.
IPP_{m-1} :	Índice de precios del productor del mes m-1.
IPP_0 :	Índice de precios del productor de la fecha de corte.

Notas de Vigencia

- Numeral modificado por el artículo [8](#) de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican algunas disposiciones de la Resolución 15 de 2018, No. 50.929 de 17 de abril 2019

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

2.1 INGRESOS DE LOS OR EN EL NIVEL DE TENSIÓN 4

El LAC calculará el ingreso mensual de nivel de tensión 4 de cada OR, así:

$$IM_{j,4,R,m,t} = \left[IAA_{j,4,t} * fM + \frac{IAAOM_{j,4,t} - IRM_{j,4,t}}{12} \right] * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0} - CSTR_{j,R,m-1}$$

Donde:

$IM_{j,4,R,m,t}$: Ingreso mensual del OR j, en el nivel de tensión 4, que opera activos en el STR R en el mes t.

$IAA_{j,4,t}$: Ingreso anual por los activos de uso del nivel de tensión 4, del OR j, en el año t, según lo establecido en el numeral [2.8](#).

fM : Factor para calcular valores mensuales, calculado según lo establecido en el numeral [2.8](#).

$IAAOM_{j,4,t}$: Ingreso anual por los gastos de administración, operación y mantenimiento del nivel de tensión 4, establecido en el numeral [4](#).

$IE_{j,c,R,m}$: Ingreso mensual esperado del OR j por la convocatoria c en el STR R, para el mes m. Es la convocatoria de 2013, o aquella que la modifique o sustituya.

$C_{j,R}$: Número total de convocatorias adjudicadas al OR j en el STR R.

$CSTR_{j,R,m-1}$: Valor mensual de las compensaciones del OR j, por activos que opera en el STR R,

$IRM_{j,4,t}$: Ingreso del OR j, en el nivel de tensión 4, del año t, recibido por otros conceptos, según

IPP_{m-1} : Índice de precios del productor del mes m-1.

IPP_o : Índice de precios del productor de la fecha de corte.

Para la distribución de ingresos de un STR entre los agentes que operan activos en ese sistema se comercialización propio y las ejecutadas en otros mercados de comercialización. Con este propós

$$IMSC_{j,4,R,m,t} = IM_{j,4,R,m,t} - \sum_{c=1}^{C_{j,Rd}} IE_{j,c,R,m}$$

Donde:

$IMSC_{j,4,R,m,t}$: Ingreso mensual del OR j, en el nivel de tensión 4, en el mes m del año t, sin incluir diferente al propio.

$IM_{j,4,R,m,t}$: Ingreso mensual del OR j, perteneciente al STR R, en el nivel de tensión 4 en el mes n

$IE_{j,c,R,m}$: Ingreso mensual esperado del OR j por la convocatoria c en el STR R, ejecutada en un n corresponde con la variable $IE_{p,R,m}$ definida en la Resolución CREG 024 de 2013, o aquella que

$C_{j,Rd}$: Número total de convocatorias adjudicadas al OR j en el STR R, en un mercado de comerc

2.2 INGRESOS DE LOS TR EN EL NIVEL DE TENSIÓN 4. <Numeral modificado por el artículo 9 de la Resolución CREG 024 de 2013>

El LAC calculará el ingreso mensual para remunerar los proyectos construidos mediante convocatorias.

$$IMC_{R,m,t} = \sum_{c=1}^{CR} (IE_{c,R,m} - CSTR_{c,R,m-1})$$

Donde:

$IMC_{R,m,t}$: Ingreso mensual por las convocatorias construidas en el STR R, para el año t.

$IE_{c,R,m}$: Ingreso mensual esperado por la convocatoria c construida en el año t, de acuerdo a la Resolución CREG 024 de 2013, o aquella que la modifique o sustituya.

$CSTR_{c,R,m-1}$: Valor mensual de las compensaciones por los activos de la convocatoria c, del año m-1, numeral [5.1.14](#).

CR : Número total de convocatorias construidas en el STR R.

Notas de Vigencia

- Numeral modificado por el artículo [9](#) de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican algunas disposiciones de la Resolución CREG 024 de 2013' No. 50.929 de 17 de abril 2019

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

2.2 INGRESOS POR CONVOCATORIAS EN EL NIVEL DE TENSIÓN 4

El LAC calculará el ingreso mensual de nivel de tensión 4 de cada TR, así:

$$IMC_{R,m,t} = \sum_{c=1}^{CR} (IE_{c,R,m} - CSTR_{c,R,m-1})$$

Donde:

IMTR_{r,R,m,t}: Ingreso mensual del TR r, en el STR R para el mes m del año t, en pesos.

IE_{r,c,R,m}: Ingreso mensual esperado por la convocatoria c adjudicada al TR r en el STR R, para el CREG 024 de 2013, o aquella que la modifique o sustituya.

C_{r,R}: Número total de convocatorias adjudicadas al TR r en el STR R.

CSTR_{r,R,m-1}: Valor mensual de las compensaciones del TR r, por activos que opera en el STR R,

2.3 REPARTICIÓN DE INGRESOS DE NIVEL DE TENSIÓN 4. <Numeral modificado por el artículo 4 de la Resolución 199 de 2019, 'por la cual se modifican al numeral 51.184 de 2 de enero 2020.'

Para cada uno de los OR, con mercados de comercialización en un determinado STR, al momento de la forma:

$$IMAJ_{j,4,R,m,t} = \frac{IM_{j,4,R,m,t}}{(1 - P_{4,j,m,t})} * \frac{\sum_{j=1}^{JR} IM_{j,4,R,m,t}}{\sum_{j=1}^{JR} [IM_{j,4,R,m,t} * (1 - P_{4,j,m,t})^{-1}]}$$

Donde:

IMAJ_{j,4,R,m,t}: Ingreso mensual ajustado del OR j, en el nivel de tensión 4, en el mes m del año t.

IM_{j,4,R,m,t}: Ingreso mensual del OR j, en el nivel de tensión 4, en el mes m del año t.

P_{4,j,m,t}: Factor de pérdidas del nivel de tensión 4 del OR j, en el mes m del año t.

JR: Número de mercados de comercialización en el STR R".

Para los ingresos relacionados con convocatorias, el valor a considerar para la distribución de los ingresos es el de las compensaciones asociadas a los activos de esa convocatoria, en los casos en los que haya lugar.

Notas de Vigencia

- Numeral modificado por el artículo 4 de la Resolución 199 de 2019, 'por la cual se modifican al numeral 51.184 de 2 de enero 2020.'

- Numeral modificado por el artículo [10](#) de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican al numeral 50.929 de 17 de abril 2019'

Legislación Anterior

Texto modificado por la Resolución 36 de 2019:

2.3 REPARTICIÓN DE INGRESOS DE NIVEL DE TENSIÓN 4 <Numeral modificado por el ai Adicional a lo previsto en la regulación vigente, para distribuir los ingresos por el uso de los activos este numeral.

Para cada uno de los OR, con mercados de comercialización en un determinado STR, al momento siguiente forma:

$$IMAJ_{j,4,R,m,t} = IM_{j,4,R,m,t} * \frac{(1 - P_{4,R,m,t})}{(1 - P_{4,j,m,t})}$$

Donde:

$IMAJ_{j,4,R,m,t}$: Ingreso mensual ajustado del OR j, en el nivel de tensión 4, en el mes m del año t.

$IM_{j,4,R,m,t}$: Ingreso mensual del OR j, en el nivel de tensión 4, en el mes m del año t, calculado según

$P_{4,R,m,t}$: Factor de pérdidas ponderado del nivel de tensión 4, para los OR que hacen parte del STI

$P_{4,j,m,t}$: Factor de pérdidas del nivel de tensión 4 del OR j, en el mes m del año t, calculado de acuerdo

Para los ingresos relacionados con convocatorias, el valor a considerar para la distribución de los compensaciones asociadas a los activos de esa convocatoria, en los casos en los que haya lugar.

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

2.3 REPARTICIÓN DE INGRESOS DE NIVEL DE TENSIÓN 4

Para distribuir los ingresos por el uso de los activos de nivel de tensión 4 entre los agentes beneficiarios de la regulación vigente.

Para cada uno de los OR, con mercados de comercialización en un determinado STR, al momento siguiente forma:

$$IMASC_{j,4,R,m,t} = IMSC_{j,4,R,m,t} * \frac{(1 - P_{4,j,m,t})}{(1 - P_{4,R,m,t})}$$

Donde:

$IMASC_{j,4,R,m,t}$: Ingreso mensual ajustado del OR j, en el nivel de tensión 4, en el mes m del año t, sin incluir el factor de pérdida del propio OR.

$IMSC_{j,4,R,m,t}$: Ingreso mensual del OR j, en el nivel de tensión 4, en el mes m del año t, sin incluir el factor de pérdida del propio OR, calculado según lo establecido en el numeral [2.1](#).

$P_{4,j,m,t}$: Factor de pérdidas del nivel de tensión 4 del OR j, que hace parte del STR R, en el mes m.

$P_{4,R,m,t}$: Factor de pérdidas ponderado del nivel de tensión 4, para los OR que hacen parte del STI

Para los ingresos relacionados con convocatorias, tanto de OR que construyen proyectos en mercados, como para la distribución de los ingresos del STR es igual a los ingresos esperados de cada c

2.4 INGRESOS DE NIVEL DE TENSIÓN 3.

El LAC calculará el ingreso mensual del nivel de tensión 3 de cada OR así:

$$IA_{j,3,m,t} = \left[IAA_{j,3,t} * fM + \frac{IAAOM_{j,3,t} - IRM_{j,3,t}}{12} \right] * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

<Ver Notas de Vigencia - Modificación temporal al factor de indexación>

Notas de Vigencia

- Consultar la modificación temporal a la que podrán acogerse los OR para el factor de indexación de septiembre de 2022, 'por la cual se permite el cambio de IPP para el cálculo de componentes del cálculo' publicada en el Diario Oficial No. 52.162 de 19 de septiembre de 2022.

Donde:

IA _{j,3,m,t} :	Ingreso del OR j en el nivel de tensión 3 en el mes m del año t, en pesos.
IAA _{j,3,t} :	Ingreso anual por los activos de uso del nivel de tensión 3 del OR j en el año t.
fM:	Factor para calcular valores mensuales, calculado conforme a lo establecido.
IAAOM _{j,3,t} :	Ingreso anual por los gastos de administración, operación y mantenimiento.
IRM _{j,3,t} :	Ingreso del OR j, en el nivel de tensión 3, del año t, recibido por otros concesionarios.
IPP _{m-1} :	Índice de precios del productor del mes m-1.
IPP ₀ :	Índice de precios del productor de la fecha de corte.

2.5 INGRESOS DE NIVEL DE TENSIÓN 2.

El LAC calculará el ingreso mensual del nivel de tensión 2 de cada OR así:

$$IA_{j,2,m,t} = \left[IAA_{j,2,t} * fM + \frac{IAAOM_{j,2,t} - IRM_{j,2,t}}{12} \right] * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

<Ver Notas de Vigencia - Modificación temporal al factor de indexación>

Notas de Vigencia

- Consultar la modificación temporal a la que podrán acogerse los OR para el factor de indexación de septiembre de 2022, 'por la cual se permite el cambio de IPP para el cálculo de componentes del cálculo' publicada en el Diario Oficial No. 52.162 de 19 de septiembre de 2022.

Donde:

IA _{j,2,m,t} :	Ingreso del OR j en el nivel de tensión 2 en el mes m del año t, en pesos.
IAA _{j,2,t} :	Ingreso anual por los activos de uso del nivel de tensión 2 del OR j en el año t.
fM:	Factor para calcular valores mensuales, calculado conforme a lo establecido en la Resolución 195 de 19 de octubre de 2020.
IAAO _{M,j,2,t} :	Ingreso anual por los gastos de administración, operación y mantenimiento del OR j en el año t.
IRM _{j,2,t} :	Ingreso del OR j, en el nivel de tensión 2, del año t, recibido por otros concesionarios.
IPP _{m-1} :	Índice de precios del productor del mes m-1.
IPP _o :	Índice de precios del productor de la fecha de corte.

2.6 INGRESOS DE NIVEL DE TENSIÓN 1. <Numeral modificado por el artículo 1 de la Resolución 195 de 19 de octubre de 2020>

El LAC calculará el ingreso mensual del nivel de tensión 1 de cada OR así:

$$IA_{j,1,m,t} = \left[IAA_{j,1,t} * fM - \frac{IRM_{j,1,t} + OI_{j,1,t-1}}{12} \right] * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

<Ver Notas de Vigencia - Modificación temporal al factor de indexación>

Notas de Vigencia

- Consultar la modificación temporal a la que podrán acogerse los OR para el factor de indexación, publicada en el Diario Oficial No. 52.162 de 19 de septiembre de 2022.

Donde:

IA _{j,1,m,t} :	Ingreso del OR j en el nivel de tensión 1 en el mes m del año t, en pesos.
IAA _{j,1,t} :	Ingreso anual por los activos de uso del nivel de tensión 1 del OR j en el año t.
fM:	Factor para calcular valores mensuales, calculado conforme a lo establecido en la Resolución 195 de 19 de octubre de 2020.
IRM _{j,1,t} :	Ingreso del OR j, en el nivel de tensión 1, en el año t, recibido por otros concesionarios.
OI _{j,1,t-1} :	Ingresos por la explotación de activos de uso en todos los niveles de tensión en el año t-1.
IPP _{m-1} :	Índice de precios del productor del mes m-1.
IPP _o :	Índice de precios del productor de la fecha de corte.

El valor de la variable OI_{j,1,t-1}, corresponde al 50 % de los ingresos anuales obtenidos por el OR por los activos remunerados mediante cargos por uso.

El OR debe reportar al LAC el valor de la variable OI_{j,1,t-1}, incluso si este valor es igual a cero, a menos que sea menor que el valor reportado al LAC, este tomará el máximo entre el valor reportado el año anterior y el 120% del valor actual.

Notas de Vigencia

- Numeral modificado por el artículo 1 de la Resolución 195 de 19 de octubre de 2020, 'por la cual se establece la modificación temporal al factor de indexación', publicada en el Diario Oficial No. 51.475 de 22 de octubre de 2020.

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2008:

2.6 INGRESOS DE NIVEL DE TENSIÓN 1

El LAC calculará el ingreso mensual del nivel de tensión 1 de cada OR así:

$$IA_{j,1,m,t} = \left[IAA_{j,1,t} * fM - \frac{IRM_{j,1,t} + OI_{j,1,t-1}}{12} \right] * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

Donde:

IA_{j,1,m,t}: Ingreso del OR j en el nivel de tensión 1 en el mes m del año t, en pesos.

IAA_{j,1,t}: Ingreso anual por los activos de uso del nivel de tensión 1 del OR j en el año t, según lo establecido en el numeral [2.1](#).

fM: Factor para calcular valores mensuales, calculado conforme a lo establecido en el numeral [2.1](#).

IRM_{j,1,t}: Ingreso del OR j, en el nivel de tensión 1, en el año t, recibido por otros conceptos, según lo establecido en el numeral [2.1](#).

OI_{j,1,t-1}: Ingresos por la explotación de activos de uso en todos los niveles de tensión en actividad, en el año t-1.

IPP_{m-1}: Índice de precios del productor del mes m-1.

IPP₀: Índice de precios del productor de la fecha de corte.

El valor de la variable OI_{j,1,t-1}, corresponde al 50% de los ingresos anuales obtenidos por el OR por los activos remunerados mediante cargos por uso.

El OR debe reportar al LAC el valor de la variable OI_{j,1,t-1}, incluso si este valor es igual a cero, al momento de la fecha de corte. Si no se reporta dicho valor al LAC o se reporte en fecha posterior, este tomará el máximo entre el valor reportado en la fecha de corte y el valor que hayan entregado este dato.

2.7 INGRESOS POR OTROS CONCEPTOS. <Numeral modificado por el artículo [11](#) de la Resolución 15 de 2008>

El ingreso anual por otros conceptos se calcula de la siguiente manera:

$$IRM_{j,n,t} = IRespaldo_{j,n,t} + IMunts_{j,n,t} + IReactiva_{j,n,t}$$

Donde:

IRM_{j,n,t}: Ingreso anual por otros conceptos del OR j en el nivel de tensión n, en pesos, igual a cero.

IRespaldo_{j,n,t}: Ingreso correspondiente al año t, recibido por parte del OR j en el numeral [10](#).

IMunts_{j,n,t}: Ingresos correspondientes al año t, recibido por parte del OR j en el nivel de tensión n, conforme a lo establecido en el Capítulo [11](#).

IReactiva_{j,n,t}: Ingresos a descontar al OR j en el nivel de tensión n por conceptos establecidos en el Capítulo [12](#).

Las anteriores variables deben estar expresadas en pesos de la fecha de corte, para lo cual se utilizan las tablas de precios del productor.

Notas de Vigencia

- Numeral modificado por el artículo [11](#) de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican al No. 50.929 de 17 de abril 2019

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

2.7 INGRESOS POR OTROS CONCEPTOS

El ingreso anual por otros conceptos se calcula de la siguiente manera:

$$IRM_{j,n,t} = IRespaldo_{j,n,t} + IMunts_{j,n,t} + IReactiva_{j,n,t}$$

Donde:

IRM_{j,n,t}: Ingreso anual por otros conceptos del OR j en el nivel de tensión n del año t, en pesos.

IRespaldo_{j,n,t}: Ingreso correspondiente al año t, recibido por parte del OR j en el nivel de tensión

IMunts_{j,n,t}: Ingresos correspondiente al año t, recibido por parte del OR j en el nivel de tensión n establecido en el capítulo [11](#).

IReactiva_{j,n,t}: Ingresos a descontar al OR j en el nivel de tensión n por concepto de transporte de energía establecido en el capítulo [12](#).

2.8 FACTOR PARA CALCULAR VALORES MENSUALES.

Para calcular el factor que se utiliza para convertir un valor anual en un pago mensual con una renta:

$$fM = \frac{(1 + r)^{1/12} - 1}{r}$$

Donde:

fM: Factor para calcular valores mensuales.

r: Tasa de retorno reconocida para la actividad de distribución de energía eléctrica para un año.

CAPITULO 3. INGRESO ANUAL POR INVERSIONES.

Los ingresos anuales asociados con la infraestructura utilizada para la prestación del servicio en cada caso:

$$IAA_{j,n,t} = BRA_{j,n,t} * r + RC_{j,n,t} + BRT_{j,n,t}$$

Donde:

IAA_{j,n,t}: Ingreso anual por inversión en activos del OR j en el nivel de tensión n para el año t, en pesos.

BRA_{j,n,t}: Base regulatoria de activos del OR j en el nivel de tensión n para el año t, calculada en el numeral [3.2](#).

r: Tasa de retorno reconocida para la actividad de distribución de energía eléctrica para un año.

RC_{j,n,t}: Recuperación de capital reconocida para los activos remunerados en la base regulatoria definido en el numeral [3.2](#).

BRT_{j,n,t}: Base regulatoria de terrenos del OR j en el nivel de tensión n para el año t, calculada en el numeral [3.2](#).

3.1 BASE REGULATORIA DE ACTIVOS.

La base regulatoria de activos de los OR se determina de la siguiente forma:

$$BRA_{j,n,t} = BRAE_{j,n,t} + BRANE_{j,n,t}$$

Donde:

BRA _{j,n,t} :	Base regulatoria de activos del OR j en el nivel de tensión n para el año t
BRAE _{j,n,t} :	Base regulatoria de activos eléctricos del OR j en el nivel de tensión n para el año t
BRANE _{j,n,t} :	Base regulatoria de activos no eléctricos del OR j en el nivel de tensión n para el año t

3.1.1 BASE REGULATORIA DE ACTIVOS ELÉCTRICOS.

La base regulatoria de activos eléctricos de los OR se determina de la siguiente forma:

$$BRAE_{j,n,t} = BRAE_{j,n,t-1} - RC_{j,n,t} + BRAEN_{j,n,t} - BRAFO_{j,n,t}$$

Donde:

BRAE _{j,n,t} :	Base regulatoria de activos eléctricos del OR j en el nivel de tensión n para el año t
RC _{j,n,t} :	Recuperación de capital reconocida para los activos remunerados en el numeral 3.2 .
BRAEN _{j,n,t} :	Base regulatoria de activos eléctricos nuevos del OR j en el nivel de tensión n para el año t
BRAFO _{j,n,t} :	Base regulatoria de activos eléctricos fuera de operación del OR j en el año t

Para el primer año del periodo tarifario, la variable BRAE_{j,n,t-1} se calcula de acuerdo con lo establecido en el numeral [3.1.1.1](#).

3.1.1.1 BASE REGULATORIA DE ACTIVOS ELÉCTRICOS AL INICIO DEL PERIODO TARIFARIO.

La base regulatoria de activos eléctricos para el primer año del periodo tarifario se determina de la siguiente forma:

$$BRAE_{j,n,0} = \sum_{l=1}^{L_n} (CRII_{j,n,l} * CRA_{n,l} + CRIN_{j,n,l}) * \frac{IPP_0}{IPP_{base}}$$

Donde:

BRAE _{j,n,0} :	Base regulatoria de activos eléctricos del OR j en el nivel de tensión n al inicio del periodo tarifario.
CRII _{j,n,l} :	Valor implícito de los activos del OR j en el nivel de tensión n para la categoría l.
CRA _{n,l} :	Factor de capital remanente de los activos en el nivel de tensión n para la categoría l.
CRIN _{j,n,l} :	Valor de la inversión del OR j en el nivel de tensión n para la categoría l en la fecha de corte, calculado de acuerdo con lo establecido en el numeral 3.1 .
L _n :	Cantidad de categorías de activos en el nivel de tensión n, incluyendo la categoría l.
IPP ₀ :	Índice de precios del productor de la fecha de corte.
IPP _{base} :	Índice de precios del productor correspondiente a diciembre de 2007.

3.1.1.1.1. VALOR IMPLÍCITO DE LOS ACTIVOS.

El valor implícito de los activos se calcula de la siguiente forma:

$$CRII_{j,n,l} = CAI_{j,n,l} * \frac{1 - (1 + ri_n)^{-v_{u_{n,l}}}}{ri_n} + CRINR_{j,n,l} - CRIFO_{j,n,l}$$

Donde:

CRII _{j,n,l} :	Valor implícito de los activos del OR j en el nivel de tensión n para la categoría de activos 1.
CAI _{j,n,l} :	Costo anual de la inversión del OR j por los activos del nivel de tensión 1, 2 y 3. 3.1.1.1.1.2 , 3.1.1.1.1.3 y 3.1.1.1.1.4 .
ri _n :	Tasa de retorno para la remuneración de las inversiones en el nivel de tensión 3, 2 y 1.
Vu _{n,l} :	Vida útil para los activos del nivel de tensión n y la categoría de activos 1.
CRINR _{j,n,l} :	Valor de los activos en operación no incluido para el OR j en el nivel de tensión 3. 3.1.1.1.1.7 .
CRIFO _{j,n,l} :	Valor de los activos fuera de operación en el sistema del OR j en el nivel de tensión 3. 3.1.1.1.1.8 .

3.1.1.1.1 COSTO ANUAL DE LA INVERSIÓN DE NIVEL DE TENSIÓN 4.

El costo anual de la inversión del nivel de tensión 4 y la categoría de activos 1 se calcula de la siguiente forma:

$$CAI_{j,4,l} = (CA_{j,4} - AOM_{j,4} - CAT_{j,4} - CAANE_{j,4}) * PCAI_{j,4,l}$$

Donde:

CAI _{j,4,l} :	Costo anual de la inversión del OR j por los activos del nivel de tensión 4 y la categoría de activos 1.
CA _{j,4} :	Costo anual por uso de los activos aprobado en aplicación de la metodología de evaluación. Este valor incluye las actualizaciones realizadas durante el periodo tarifario.
AOM _{j,4} :	Gastos anuales de administración, operación y mantenimiento aprobados para el nivel de tensión 4. Este valor no incluye las actualizaciones realizadas durante el periodo tarifario.
CAT _{j,4} :	Costo anual de terrenos reconocido en aplicación de la metodología de evaluación. Este valor incluye las actualizaciones realizadas durante el periodo tarifario.
CAANE _{j,4} :	Costo anual equivalente de los activos no eléctricos reconocido en aplicación de la metodología de evaluación. Este valor no incluye las actualizaciones realizadas durante el periodo tarifario.
PCAI _{j,4,l} :	Porcentaje del costo anual de los activos del OR j en el nivel de tensión 4 y la categoría de activos 1. 3.1.1.1.1.5 .

Estos valores corresponden a los aprobados en la primera resolución de aprobación de cargos en aplicación de la metodología de evaluación. Este valor no incluye las actualizaciones realizadas durante el periodo tarifario.

3.1.1.1.2 COSTO ANUAL DE LA INVERSIÓN DE NIVEL DE TENSIÓN 3.

El costo anual de la inversión del nivel de tensión 3 y la categoría de activos 1 se calcula de la siguiente forma:

$$CAI_{j,3,l} = [(CD_{j,3} * Eu_{j,3}) - AOM_{j,3} - CAT_{j,3} - CAANE_{j,3} - O_{j,3}] * PCAI_{j,3,l}$$

Donde:

CAI _{j,3,l} :	Costo anual de la inversión del OR j por los activos del nivel de tensión
CD _{j,3} :	Cargo máximo del nivel de tensión 3 aprobado en aplicación de la metodología
Eu _{j,3} :	Energía útil del nivel de tensión 3 utilizada en aplicación de la metodología
AOM _{j,3} :	Gastos anuales de administración, operación y mantenimiento, aprobados en el nivel de tensión 3.
CAT _{j,3} :	Costo anual de terrenos reconocido en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008.
CAANE _{j,3} :	Costo anual equivalente de los activos no eléctricos reconocido en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008.
O _{j,3} :	Pago por el uso del SDL de otros OR reconocido en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008.
PCAI _{j,3,l} :	Porcentaje del costo anual de los activos del OR j en el nivel de tensión 3. 3.1.1.1.5.

Estos valores corresponden a los aprobados en la primera resolución de aprobación de cargos en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008, por razones diferentes a actualización de cargos por entrada en operación de nuevos activos.

3.1.1.1.3 COSTO ANUAL DE LA INVERSIÓN DE NIVEL DE TENSIÓN 2.

El costo anual de la inversión del nivel de tensión 2 y la categoría de activos 1 se calcula de la siguiente manera:

$$CAI_{j,2,l} = [(CD_{j,2} - CD_{j,3-2}) * Eu_{j,2} - AOM_{j,2} - CAT_{j,2} - CAANE_{j,2} - O_{j,2}] * PCAI_{j,2,l}$$

Donde:

CAI _{j,2,l} :	Costo anual de la inversión del OR j por los activos del nivel de tensión 2
CD _{j,2} :	Cargo máximo del nivel de tensión 2 aprobado en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008.
CD _{j,3-2} :	Cargo unitario del nivel de tensión 3 que se remunera parcialmente en el año 2008 al OR j.
Eu _{j,2} :	Energía útil del nivel de tensión 2 utilizada en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008.
AOM _{j,2} :	Gastos anuales de administración, operación y mantenimiento aprobados en la Resolución CREG 097 de 2008.
CAT _{j,2} :	Costo anual de terrenos reconocido en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008.
CAANE _{j,2} :	Costo anual equivalente de activos no eléctricos reconocido, en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008.
O _{j,2} :	Pago por el uso del SDL de otros OR reconocido, en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008.
PCAI _{j,2,l} :	Porcentaje del costo anual de los activos del OR j en el nivel de tensión 2

Estos valores corresponden a los aprobados en la primera resolución de aprobación de cargos en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008, por razones diferentes a actualización de cargos por entrada en operación de nuevos activos.

3.1.1.1.4 COSTO ANUAL DE LA INVERSIÓN DE NIVEL DE TENSIÓN 1.

El costo anual de la inversión del nivel de tensión 1 y la categoría de activos 1 se calcula de la siguiente manera:

$$CAI_{j,1,l} = [1,1272 * (VA_{j,1,0} + VS_{j,1,0}) * CDIR_{j,1} * 0,9 + CAI_{j,1} * 0,1] * PCAI_{j,1,l}$$

Donde:

CAI _{j,1,l} :	Costo anual de la inversión del OR j por los activos del nivel de tensión 1 y
VA _{j,1,0} :	Ventas anuales de energía para circuitos aéreos utilizadas para calcular el cargo máximode la Resolución CREG 097 de 2008.
VS _{j,1,0} :	Ventas anuales de energía para circuitos subterráneos utilizadas para calcular el cargo máximode la Resolución CREG 097 de 2008.
CDIR _{j,1} :	Costo unitario de referencia utilizadas para calcular el cargo máximo de la Resolución CREG 097 de 2008.
CAI _{j,1} :	Costo anual de los activos de uso empleado para calcular el cargo máximode la Resolución CREG 097 de 2008.
PCAI _{j,1,l} :	Porcentaje del costo anual de los activos del OR j en el nivel de tensión 3 y

Estos valores corresponden a los aprobados en la primera resolución de aprobación de cargos en apoyo a razones diferentes a actualización de cargos por entrada en operación de nuevos activos.

3.1.1.1.5 PORCENTAJE DEL COSTO ANUAL POR CATEGORÍA DE ACTIVOS.

El porcentaje del costo anual de los activos de nivel de tensión n pertenecientes a la categoría de activos l:

$$PCAI_{j,n,l} = \frac{CRI_{j,n,l} + CRINR_{j,n,l} - CRIFO_{j,n,l}}{\sum_{l=1}^{L_n} (CRI_{j,n,l} + CRINR_{j,n,l} - CRIFO_{j,n,l})}$$

Donde:

PCAI _{j,n,l} :	Porcentaje del costo anual de los activos del OR j en el nivel de tensión n
CRI _{j,n,l} :	Valor de la inversión del OR j en el nivel de tensión n y la categoría de activos l
CRINR _{j,n,l} :	Valor de los activos no incluidos en el inventario de activos utilizado para la categoría de activos l calculado según lo definido en el numeral 3.1.1.1.1 .
CRIFO _{j,n,l} :	Valor de los activos que salieron de operación en el periodo enero de 2001, calculado según lo definido en el numeral 3.1.1.1.8 .
l:	Categoría de activos, l toma los valores de 11 o 12 para el nivel de tensión n
L _n :	Cantidad de categorías de activos en el nivel de tensión n. L1 toma el valor 1.

3.1.1.1.6 COSTO DE REPOSICIÓN DE LA INVERSIÓN.

a. Niveles de tensión 2, 3 y 4

Para los niveles de tensión 2, 3 y 4 el Valor de la inversión para los activos pertenecientes a la categoría de activos l:

$$CRI_{j,n,l} = \sum_{i=1}^{R_{j,n,l}} (CR_i * PU_{j,i} * (1 - RPP_i)) + \sum_{i=1}^{RSN_{j,l}} (CR_i * PU_{j,i} * (1 - RPP_i) * Psnj)$$

CRI _{j,n,l} :	Valor de la inversión en el sistema del OR j por los activos del nivel de tensión n y la categoría de activos l
R _{j,n,l} :	Número de UC reconocidas en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008.
CR _i :	Valor de la UC i definido en el capítulo 15 .
PU _{j,i} :	Fracción del costo de la UC i del OR j que es remunerada vía cargos por uso.
RPP _i :	Fracción del costo de la UC i que es remunerada vía cargos por uso que no se asocia con un nivel de tensión específico.
RSN _{j,l} :	Número de UC no asociadas con un nivel de tensión específico reconocidas en la categoría de activos l.
Psnj:	Variable de asignación de las UC sin nivel de tensión. Para OR con cuatro niveles de tensión es igual a 1. Para OR con dos niveles de tensión es igual a 1.

Para las UC de transformadores tridevanados y sus bahías asociadas el OR debe considerar los criterios establecidos en la norma técnica.

La Comisión entregará a cada OR el listado de UC reconocidas en la aprobación de cargos de la Región.

b. Nivel de tensión 1

Para el nivel de tensión 1 el valor de los activos pertenecientes a la categoría 1 se calcula de la siguiente forma:

$$CRI_{j,1,l} = NT_{j,1,l} * CMTD_j + NR_{j,1,l} * CMRD_j$$

Donde:

CRI _{j,1,l} :	Valor de la inversión del OR j en el nivel de tensión 1 y la categoría de activo l.
NT _{j,1,l} :	Cantidad de transformadores de distribución del OR j en el nivel de tensión 1 utilizados.
CMTD _j :	Costo medio de transformadores del OR j.
NR _{j,1,l} :	Cantidad de redes de distribución del OR j en el nivel de tensión 1 utilizados.
CMRD _j :	Costo medio de redes de distribución del OR j.

El costo medio de transformadores y redes de distribución corresponde al valor utilizado para definir la CREG [097](#) de 2008.

La Comisión entregará a cada OR la cantidad de transformadores y redes utilizados para la determinación de la CREG [097](#) de 2008 y el valor de las variables CMTD_j y CMRD_j.

Para determinar el valor de la inversión por categoría de activos el OR debe clasificar los transformadores en:

3.1.1.1.1.7 VALOR DE LOS ACTIVOS EN OPERACIÓN NO INCLUIDO.

a. Niveles de tensión 2, 3 y 4

El valor de los activos en operación no incluidos en el inventario que pertenecen a la categoría 1 se calcula de la siguiente forma:

$$CRINR_{j,n,l} = \sum_{i=1}^{NI_{j,n,l}} (CR_i * PU_{j,i} * (1 - RPP_i)) + \sum_{i=1}^{NISN_{j,l}} (CR_i * PU_{j,i} * (1 - RPP_i) * Psn_j)$$

Donde:

CRINR _{j,n,l} :	Valor de los activos en operación no incluido para el OR j en el nivel de tensión n y la categoría l.
NI _{j,n,l} :	Número de UC no incluidas en el sistema del OR j en el nivel de tensión n y la categoría l.
CRI:	Valor de la UC i definido en el capítulo 15 .
PU _{j,i} :	Fracción del costo de la UC i del OR j que es remunerada vía cargos por el servicio que debe incluir en el cálculo de la tarifa.
NISN _{j,l} :	Número de UC sin nivel de tensión no incluidas en el sistema del OR j y la categoría l.
Psn _j :	Variable de asignación de las UC sin nivel de tensión. Para OR con cuatro niveles de tensión es igual a 1.

Para determinar el costo de reposición por categorías de activos el OR debe clasificar dichas unidades en:

Para las UC de transformadores tridevanados y sus bahías asociadas el OR debe considerar los criterios establecidos en la norma técnica.

En el caso de unidades constructivas reconocidas con RPP mayor que 0 y que durante el actual período se modificó por el artículo [99](#) de la Ley 1450 de 2011, el factor (1-RPP) se reemplaza por la fracción:

RPP) aprobado más la fracción adicional incluida para una UC puede ser mayor que 1.

Para poder incluir el valor de estos activos el OR debe certificar que estos activos se encontraban en los cargos por uso en aplicación de la Resolución CREG [097](#) de 2008 y se encue

El OR debe entregar para cada una de las UC a incorporar la siguiente información: municipio, sub placa, así como el inventario asimilado a las UC definidas en el capítulo [15](#). Las UC para las cuales activos.

La Comisión podrá realizar la verificación de estos activos, en caso de encontrarse diferencias mayores variable no se incluirá en la base inicial de activos.

b. Nivel de tensión 1

El valor de los activos en operación no incluidos en el inventario y que pertenecen a la categoría 1 es

$$CRINR_{j,1,l} = NTNI_{j,1,l} * CMTD_j + NRNI_{j,1,l} * CMRD_j$$

Donde:

CRINR _{j,1,l} :	Valor de los activos en operación no incluido para el OR j en el nivel de tensión 1
NTNI _{j,1,l} :	Cantidad de transformadores de distribución del OR j en el nivel de tensión 1
CMTD _j :	Costo medio de transformadores del OR j, según lo establecido en el literal
NRNI _{j,1,l} :	Cantidad de redes de distribución del OR j en el nivel de tensión 1 no incluidas en el inventario
CMRD _j :	Costo medio de redes de distribución del OR j, según lo establecido en el literal

Para poder incluir el valor de estos activos el OR debe certificar que estos activos se encontraban en los cargos por uso en aplicación de la Resolución CREG [097](#) de 2008 y se encue

El OR debe entregar para cada uno de los transformadores o redes a incorporar la siguiente información: fecha de entrada en operación, datos de placa. Los transformadores o redes para los cuales no se re

La Comisión podrá realizar la verificación de estos activos, en caso de encontrarse diferencias mayores variable no se incluirá en la base inicial de activos.

3.1.1.1.1.8 VALOR DE LOS ACTIVOS FUERA DE OPERACIÓN.

a. Niveles de tensión 2, 3 y 4

El valor de los activos que salieron de operación el periodo enero de 2008 a la fecha de corte se calcula

$$CRIFO_{j,n,l} = \sum_{i=1}^{FO_{j,n,l}} (CR_i * PU_{j,i} * FU_i * (1 - RPP_i)) + \sum_{i=1}^{SNFO_{j,l}} (CR_i * PU_{j,i} * FU_i * (1 - RPP_i) * Psnj)$$

Donde:

CRIFO _{j,n,l} :	Valor de los activos fuera de operación del OR j en el nivel de tensión n y
FO _{j,n,l} :	Número de UC que salieron de operación durante el periodo enero de 2008 l.
CR _i :	Valor de la UC i definido en el capítulo 15 .
PU _{i,i} :	Fracción del costo de la UC i del OR j que es remunerada vía cargos por uso que
FUi:	Fracción del costo de la UC i que salió de operación por reposiciones de elemento o los elementos reemplazados respecto al valor total de la UC. I
RPP _i :	Fracción del costo de la UC i que es remunerada vía cargos por uso que no
SNFO _{j,l} :	Número de UC sin nivel de tensión que salieron de operación en el periodo l.
Psn _j :	Variable de asignación de las UC sin nivel de tensión. Para OR con cuatro niveles de tensión es igual a 1. Para OR con dos niveles de tensión es igual a 1.

Para las UC de transformadores tridevanados y sus bahías asociadas se deben considerar los criterios establecidos en la Resolución 15.

El OR debe reportar las UC del listado de UC reconocidas en la aprobación de cargos de la Resolución 15.

Para determinar el valor de la inversión por categoría de activos se deben clasificar dichas unidades en:

b. Nivel de tensión 1

El valor de los activos que salieron de operación en el periodo enero de 2008 a la fecha de corte se calcula con la siguiente fórmula:

$$CRIFO_{j,1,l} = NTFO_{j,1,l} * CMTD_j + NRFO_{j,1,l} * CMRD_j$$

Donde:

CRIFO _{j,1,l} :	Valor de los activos fuera de operación del OR j en el nivel de tensión 1 y
NTFO _{j,1,l} :	Número de transformadores de distribución fuera de operación en el periodo l.
CMTD _j :	Costo medio de transformadores del OR j, según lo establecido en el literal a).
NRFO _{j,1,l} :	Número de redes de distribución fuera de operación en el periodo 2008 a la fecha de corte.
CMRD _j :	Costo medio de redes de distribución del OR j, según lo establecido en el literal a).

3.1.1.1.2. RANGOS DE ANTIGÜEDAD DE ACTIVOS.

Para la definición de la base inicial de activos todas las UC de los niveles de tensión 2, 3 y 4 y los tipos definidos en la siguiente tabla:

Tabla 1. Descripción de rangos activos

RANGO k	Entrada en operación
1	Hasta el 31 de diciembre de 2007
2	A partir del 1 de enero de 2008

3.1.1.1.3 FACTOR DE CAPITAL REMANENTE DE LA BASE INICIAL.

En la Tabla 2 se presenta el valor de la variable factor de capital remanente de los activos, CRA_{n,l}, 1

Tabla 2. Factor de capital remanente

CATEGORÍA DE ACTIVOS 1	DESCRIPCIÓN CATEGORÍA DE ACTIVOS
1	Transformadores de potencia
2	Compensaciones
3	Bahías y celdas
4	Equipos de control y comunicaciones
5	Equipos de subestación
6	Otros activos subestación
7	Líneas aéreas
8	Líneas subterráneas
9	Equipos de línea
10	Centro de control
11	Transformadores de distribución
12	Redes de distribución

3.1.1.1.4 VALOR DE LOS ACTIVOS PUESTOS EN OPERACIÓN EN EL PERIODO 2008 A LA SIGUIENTE MANERA:

a. Activos de nivel de tensión 2, 3 y 4

Para los niveles de tensión 2, 3 y 4 la variable CRIN_{j,n,l} se calcula de la siguiente manera:

$$CRIN_{j,n,l} = \sum_{i=1}^{NO_{j,n,l}} CR_i * PU_{j,i} * FU_i * (1 - RPP_i) + \sum_{i=1}^{SNNO_{j,l}} (CR_i * PU_{j,i} * FU_i * (1 - RPP_i) * Psn_j)$$

Donde:

- CRIN_{j,n,l}: Valor de la inversión del OR j en el nivel de tensión n para la categoría de la fecha de corte.
- NO_{j,n,l}: Número de UC puestas en operación en el periodo 2008 a la fecha de corte que fueron trasladadas y siguen en operación.
- CR_i: Valor de la UC i definido en el capítulo [15](#).
- PU_{j,i}: Fracción del costo de la UC i del OR j que es remunerada vía cargos por uso.
- FU_i: Fracción del costo de la UC i que es reconocida por reposiciones parciales de elementos reemplazados respecto al valor total de la UC. La Comisión publica.
- RPP_i: Fracción del costo de la UC i que es remunerada vía cargos por uso que no se.
- SNNO_{j,l}: Número de UC sin nivel de tensión puestas en operación en el periodo enero.
- Psn_j: Variable de asignación de las UC sin nivel de tensión. Para OR con cuatro niveles de tensión es igual a 1.

Para determinar el costo de reposición categorías de activos se deben clasificar dichas unidades con

Para poder incluir el valor de estos activos el OR debe entregar para cada una de las UC a incorporar técnicas, fecha de entrada en operación, datos de placa, así como el inventario asimilado a las UC d requerida no serán incluidas en la base inicial de activos.

El OR debe clasificar cada UC en los tipos de inversión establecidos en el capítulo [6](#) y para los tipo

El reporte de la información se realizara de acuerdo con lo establecido en el Artículo 5 de la presen

La Comisión podrá realizar la verificación de estos activos, en caso de encontrarse diferencias may

variable no se incluirá en la base inicial de activos.

b. Activos de nivel de tensión 1

Para el nivel de tensión 1 la variable CRIN_{j,1,l} se calcula de la siguiente manera:

$$CRIN_{j,1,l} = NTN_{j,l} * CMTD_j + NRN_{j,l} * CMRD_j$$

Donde:

NTN_j: Número de transformadores de distribución puestos en operación en el periodo
Se deben excluir los siguientes transformadores: i) transformadores construidos exclusivamente para alumbrado público y iv) transformadores reubicados.

CMTD_j: Costo medio de transformadores del OR j, calculado según lo establecido en el

NRN_j: Número de redes de distribución puestas en operación en el periodo 2008 a la fecha

Se deben excluir las siguientes redes de distribución: i) redes construidas con
alumbrado público, iv) redes existentes con cambio de topología o v) redes incluidas en la base inicial de activos.

CMRD_j: Costo medio de redes de distribución del OR j, calculado según lo establecido en el

Para determinar el costo de reposición por categoría de activos se deben utilizar las categorías establecidas en el capítulo 6.

Para poder incluir el valor de estos activos el OR debe entregar para cada uno de los transformadores las siguientes características técnicas, número de usuarios asociados, fecha de entrada en operación y datos de planeamiento. Los datos que no sean requeridos no serán incluidos en la base inicial de activos.

El OR debe clasificar cada UC en los tipos de inversión establecidos en el capítulo 6 y para los tipos de inversiones.

El reporte de la información se realizará de acuerdo con lo establecido en el Artículo 5 de la presente norma.

La Comisión podrá realizar la verificación de estos activos, en caso de encontrarse diferencias mayores, la variable no se incluirá en la base inicial de activos.

3.1.1.2 BASE REGULATORIA DE ACTIVOS ELÉCTRICOS NUEVOS.

La base regulatoria de activos nuevos se calcula de la siguiente manera:

$$BRAEN_{j,n,t} = IAPA_{j,n,t} * \sum_{l=1}^{L_n} INV_A_{j,n,l,t} + \sum_{l=1}^{L_n} INVR_{j,n,l,t-1} - IAPA_{j,n,t-1} \sum_{l=1}^{L_n} INV_A_{j,n,l,t-1}$$

Donde:

BRAEN _{j,n,t} :	Base regulatoria de activos eléctricos nuevos del OR j en el nivel de tensión n.
IAPA _{j,n,t} :	Índice de ajuste por ejecución del plan de inversiones del OR j en el nivel de tensión n.
INVA _{j,n,l,t} :	Inversión aprobada en el plan de inversiones del OR j en el nivel de tensión n en el plan de inversiones aprobado.
INVR _{j,n,l,t} :	Para la valoración se utilizan los valores de las UC definidas en el capítulo 13. Inversiones en activos puestos en operación en el sistema del OR j en el nivel de tensión n. Activos puestos en operación y valorados con las UC definidas en el capítulo 13.
l:	Para los niveles de tensión 1, 2 y 3 el valor máximo de esta variable para el año se puede incorporar en el INVR _{j,n,l} del siguiente año.
L _n :	Categoría de activos, l toma los valores de 11 o 12 para el nivel de tensión n.
	Cantidad de categorías de activos en el nivel de tensión n. L ₁ toma el valor 12.

3.1.1.2.1. INVERSIONES PARA EMPRESAS CON PLAN DE INVERSIONES APROBADO.

Las inversiones del plan de inversiones se calculan de la siguiente forma:

$$INVA_{j,n,l,t} = IAEC_{j,n,l,t} + \sum_{i=1}^{UCP_{j,n,l,t}} CR_i * PU_i * FU_i * (1 - RPP_i) + \sum_{i=1}^{SNUCP_{j,l,t}} (CR_i * PU_{j,i} * FU_i * (1 - RPP_i) * Psn_j)$$

Donde:

INVA _{j,n,l,t} :	Inversión aprobada en el plan de inversiones del OR j en el nivel de tensión n.
IAEC _{j,n,l,t} :	Inversión aprobada en proyectos de expansión de cobertura del OR j en el nivel de tensión n. Consultar el capítulo 13.
UCP _{j,n,l,t} :	Número de UC nuevas incluidas en el plan de inversiones aprobado al Cierre del año t.
CR _i :	Valor de la UC i definido en el capítulo 14.
PU _i :	Fracción del costo de la UC i que es reconocida mediante cargos por uso.
FU _i :	Fracción del costo de la UC i que es reconocida por reposiciones para el elemento o los elementos reemplazados respecto al valor total de la UC.
RPP _i :	Fracción del costo de la UC i que es remunerada vía cargos por uso que no es reconocida por las UC incluidas en el plan de inversiones solicitado por el OR j sin nivel de tensión n.
SNUCP _{j,l,t} :	UC incluidas en el plan de inversiones solicitado por el OR j sin nivel de tensión n.
Psn _j :	Variable de asignación de las UC sin nivel de tensión. Para OR con cuatro niveles de tensión es igual a 1.

3.1.1.2.2 INVERSIONES PARA EMPRESAS SIN PLAN DE INVERSIONES APROBADO.

Las inversiones para las empresas a las que no se les aprueba el plan de inversiones o que no lo presentan se calculan de la siguiente forma:

$$INVA_{j,n,l,t} = BRAE_{j,n,l,0} * PIH_{j,n}$$

Donde:

INVA _{j,n,l,t} :	Inversión aprobada en el plan de inversiones del OR j en el nivel de tensión n.
BRAE _{j,n,l,0} :	Base regulatoria inicial de activos eléctricos del OR j en el nivel de tensión n.
PIH _{j,n} :	Porcentaje de inversiones de referencia del OR j en el nivel de tensión n. La variable PIH _{j,n} es calculada de la siguiente manera:

$$PPI_{j,n} = \frac{\sum_{l=1}^{L_n} CRIN_{j,n,l}}{\sum_{l=1}^{L_n} CRII_{j,n,l}} * 0,1$$

Donde:

PPI _{j,n} :	Porcentaje promedio de inversiones realizadas por la empresa durante el año.
CRIN _{j,n,l} :	Valor de la inversión del OR j en el nivel de tensión n para la categoría l en la fecha de corte, calculado de acuerdo con lo establecido en el numeral 13.
CRII _{j,n,l} :	Valor implícito de los activos del OR j en el nivel de tensión n para la categoría l.
l:	Categoría de activos, l toma los valores de 11 o 12 para el nivel de tensión Ln.
Ln:	Cantidad de categorías de activos en el nivel de tensión n. L1 toma el valor 12.

3.1.1.2.3 INVERSIONES EN ACTIVOS PUESTOS EN OPERACIÓN.

Las inversiones en activos puestos en operación se calculan de la siguiente manera:

$$INVR_{j,n,l,t} = IREC_{j,n,l,t} + \sum_{i=1}^{UCO_{j,n,l,t}} CR_i * PU_i * FU_i * (1 - RPP_i) + \sum_{i=1}^{SNUCO_{j,l,t}} (CR_i * PU_{j,i} * FU_i * (1 - RPP_i) * Psn_j)$$

INVR _{j,n,l,t} :	Inversiones en activos puestos en operación en el sistema del OR j en el año n para la categoría l y valorados con las UC definida en el capítulo 13.
IREC _{j,n,l,t} :	Inversión en activos puestos en operación de proyectos de expansión de acuerdo con lo establecido en el capítulo 13.
UCO _{j,n,l,t} :	Número de UC nuevas puestas en operación en el sistema del OR j en el año n para la categoría l.
CR _i :	Valor de la UC i definido en el capítulo 14.
PU _i :	Fracción del costo de la UC i que es reconocida mediante cargos por uso.
FU _i :	Fracción del costo de la UC i que es reconocida por reposiciones parciales de los elementos reemplazados respecto al valor total de la UC. La Comisión establece la fórmula para calcular este factor.
RPP _i :	Fracción del costo de la UC i que es remunerada vía cargos por uso que corresponden a las UC incluidas en el plan de inversiones solicitado por el OR j sin nivel de tensión.
SNUCO _{j,l,t} :	Variable de asignación de las UC sin nivel de tensión. Para OR con una sola tensión es igual a 1.
Psn _j :	Variable de asignación de las UC sin nivel de tensión. Para OR con cuatro niveles de tensión es igual a 1.

Las variaciones en la ejecución del plan de inversión aprobado ocasionadas por la planeación operativa se calculan de acuerdo con la formulación del plan de inversión establecidos en el capítulo 6.

3.1.1.2.4 ÍNDICE DE AJUSTE POR EJECUCIÓN DEL PLAN.

Para los dos primeros años del periodo tarifario, t=1 y t=2, el valor de la variable IAPA_{j,n,t} es igual a 1. Para los demás años las inversiones se calcula de la siguiente manera:

IAPA_{j,n,t} = 1, si INVE_{j,n,t} es mayor o igual que 0,8.

IAPA_{j,n,t} = INVE_{j,n,t} es menor que 0,8.

La ejecución promedio del plan de inversiones, INVE_{j,n,t}, se calcula de la siguiente manera:

$$INVE_{j,n,t} = 0,5 * \sum_{t=1}^{t-1} \frac{\sum_{l=1}^{L_n} INVR_{j,n,l,t}}{\sum_{l=1}^{L_n} INV_A_{j,n,l,t}}$$

Donde:

INVE _{j,n,t} :	Ejecución promedio del plan de inversiones del OR j en el nivel de tensión n.
INVR _{j,n,l,t} :	Inversiones en activos puestos en operación en el sistema del OR j en el rango de tensión n y categoría l en el numeral 3.1.1.2.3 .
INVA _{j,n,l,t} :	Inversión aprobada en el plan de inversiones del OR j en el nivel de tensión n y categoría l en los numerales 3.1.1.2.1 y 3.1.1.2.2 .
l:	Categoría de activos, l toma los valores de 11 o 12 para el nivel de tensión n.
L _n :	Cantidad de categorías de activos en el nivel de tensión n. L _n toma el valor 1.

3.1.1.3 AJUSTE DE LA BRAEN AL FINAL DEL PERIODO TARIFARIO.

Al final del periodo tarifario debe calcularse la diferencia entre la BRAEN total reconocida y las inversiones aprobadas y ajustar la remuneración de las inversiones al inicio del siguiente periodo tarifario.

3.1.1.4 ACTIVOS FUERA DE OPERACIÓN. <Numeral modificado por el artículo [3](#) de la Resolución 85 de 2018>

$$BRAFO_{j,n,t} = \sum_{i=1}^{NFO_{j,n,t-1}} BRAR_{i,j,n,t-1}$$

Donde:

BRAFO _{j,n,t} :	Base regulatoria de activos eléctricos fuera de operación en el sistema de tensión n en el año t. El valor es igual a cero.
NFO _{j,n,t} :	Número de UC del nivel de tensión n, incluidas en la base regulatoria de activos fuera de operación.
BRAR _{i,j,n,t} :	Capital remanente de la UC i del OR j en el nivel de tensión n que sale de operación en el año t.

$$BRAR_{i,j,n,t} = [CR_i * PU_i * FU_i * (1 - RPP_i) * CRA_i] * \left[1 - \frac{t}{VU_{i,l} - AR_{i,k}} \right]$$

Donde:

CR _i :	Valor de la UC i que sale de operación en el año t, valor definido en el capítulo 3.1.1.3.
PU _i :	Fracción del costo de la UC i que sale de operación en el año t y que es reconocida por reposiciones parciales de elementos reemplazados respecto al valor total de la UC. La Comisión publicará la lista de activos que cumplen con esta condición.
FU _i :	Fracción del costo de la UC i que es reconocida por reposiciones parciales de elementos reemplazados respecto al valor total de la UC. La Comisión publicará la lista de activos que cumplen con esta condición.
RPP _i :	Fracción de la UC i que sale de operación en el año t que no se incluyó en el cálculo de la base regulatoria de activos fuera de operación.
CRA _{i,n,l} :	Factor de capital remanente de la UC i del nivel de tensión n y la categoría de activos l, que es el valor correspondiente de la Tabla 2 del numeral 3.1.1.3 y para los activos del rango de tensión n.
VU _{i,l} :	Vida útil reconocida a la UC i perteneciente a la categoría de activos l, según lo establecido en el numeral 3.1.1.3 .
AR _{i,k} :	Antigüedad de referencia de la UC i perteneciente al rango de activos k que sale de operación en el año t.

Notas de Vigencia

- Numeral modificado por el artículo [3](#) de la Resolución 85 de 2018, 'por la cual se aclaran y corrigen los artículos 3.1.1.3 y 3.1.1.4 de la Resolución 85 de 2018' publicada en el Diario Oficial No. 50.666 de 26 de julio de 2018.

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

3.1.1.4 Activos fuera de operación

El valor de la variable BRAFO_{j,n,t} se calcula con base en la siguiente expresión:

$$BRAFO_{j,n,t} = \sum_{i=1}^{NFO_{j,n,t-1}} BRAR_{i,j,n,t-1} * \frac{IPP_0}{IPP_{base}}$$

Donde:

BRAFO_{j,n,t}: Base regulatoria de activos eléctricos fuera de operación en el sistema del OR j en el igual a cero.

NFO_{j,n,t}: Número de UC del nivel de tensión n, incluidas en la base regulatoria de activos del OR

BRAR_{i,j,n,t}: Capital remanente de la UC i del OR j en el nivel de tensión n que sale de operación e

$$BRAR_{i,j,n,t} = [CR_i * PU_i * FU_i * (1 - RPP_i) * CRA_i] * \left[1 - \frac{t}{VU_{i,l} - AR_{i,k}} \right]$$

Donde:

CRi: Valor de la UC i que sale de operación en el año t, valor definido en el capítulo 14.

PUi: Fracción del costo de la UC i que sale de operación en el año t y que es reconocida mediante

FUi: Fracción del costo de la UC i que es reconocida por reposiciones parciales de la UC. Este va reemplazados respecto al valor total de la UC. La Comisión publicará en circular aparte el peso re

RPPi,: Fracción de la UC i que sale de operación en el año t que no se incluyó en el cálculo de la

CRAi: Factor de capital remanente de la UC i que sale de operación en el año t. Para los activos d categoría a la cual pertenece la UC i. En el caso de activos del rango k = 2 es igual a 1.

VUi,l: Vida útil reconocida a la UC i perteneciente a la categoría de activos l, según lo establecido

ARI,k: Antigüedad de referencia de la UC i perteneciente al rango de activos k que sale de operac

IPP0: Índice de precios del productor de la fecha de corte.

IPPbase: Índice de precios del productor correspondiente a diciembre de 2007.

3.1.2 BASE REGULATORIA DE ACTIVOS NO ELÉCTRICOS.

La base regulatoria de activos no eléctricos reconocida al OR se calcula de acuerdo con la siguiente

$$BRANE_{j,n,t} = NE * BRAE_{j,n,t}$$

Donde:

BRANE _{j,n,t} :	Base regulatoria de activos no eléctricos del OR j en el nivel de tensión n
NE:	Fracción de la base regulatoria de activos eléctricos que se reconoce como
BRAE _{j,n,t} :	Base regulatoria de activos eléctricos del OR j en el nivel de tensión n

3.2 RECUPERACIÓN DE CAPITAL RECONOCIDA.

La recuperación de capital reconocida para los activos remunerados en la base regulatoria de activo

$$RC_{j,n,t} = RCBIA_{j,n,t} + RCNA_{j,n,t}$$

Donde:

RC _{j,n,t} :	Recuperación de capital reconocida para los activos remunerados en la base regulatoria de activo
RCBIA _{j,n,t} :	Recuperación de capital reconocida para los activos incluidos en la base regulatoria de activo
RCNA _{j,n,t} :	Recuperación de capital reconocida para los activos del OR j que entraron en el año t

3.2.1 RECUPERACIÓN DE CAPITAL DE ACTIVOS DE LA BRA INICIAL. <Numeral modifica>

La variable RCBIA_{j,n,t} se calcula de la siguiente manera:

$$RCBIA_{j,n,t} = \left[\left(\sum_{l=1}^{L_n} \frac{CRII_{j,n,l} * CRA_{n,l} * (1 + NE)}{VU_{n,l} - AR_k} + \sum_{l=1}^{L_n} \frac{CRIN_{j,n,l} * (1 + NE)}{VU_{n,l}} \right) * \frac{IPP_0}{IPP_{base}} \right] - BRAFOIA_{j,n,t}$$

Donde:

RCBIA _{j,n,t} :	Recuperación de capital reconocida para los activos incluidos en la base regulatoria de activo
CRII _{j,n,l} :	Valor implícito de los activos del OR j en el nivel de tensión n y la categoría l
CRA _{n,l} :	Factor de capital remanente de los activos en el nivel de tensión n y la categoría l
NE:	Fracción de la base regulatoria de activos eléctricos que se reconoce como
VU _{n,l} :	Vida útil reconocida para las unidades constructivas del nivel de tensión n y la categoría l
AR _k :	Antigüedad de referencia para el rango de activos k = 1. Valor igual a 100
CRIN _{j,n,l} :	Valor de la inversión del OR j en el nivel de tensión n para la categoría l en el año 2008 a la fecha de corte, calculado de acuerdo con lo establecido en la norma
I:	Categoría de activos, l toma los valores de 11 o 12 para el nivel de tensión n
L _n :	Cantidad de categorías de activos en el nivel de tensión n
IPP ₀ :	Índice de precios del productor de la fecha de corte.
IPP _{base} :	Índice de precios del productor correspondiente a diciembre de 2008
RCBIAFO _{j,n,t} :	Recuperación de capital de la base regulatoria inicial de los activos para el año t. Para el primer año del periodo tarifario esta variable es igual a 0

Esta variable es calculada de la siguiente manera:

$$RCBIAFO_{j,n,t} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{NBIFO_{j,n,t-1}} CR_i * PU_i * FU_i * (1 - RPP_i) * CRA_{i,n,l} * \frac{(1 + NE)}{VU_{i,n,l} - AR_k}$$

Donde:

T:	Número de años transcurridos desde la aplicación de la metodología definida.
NBIFO _{j,n,t} :	Número de UC del nivel de tensión n, incluidas en la base regulatoria inicial.
CR _i :	Valor de la UC i que sale de operación en el año t, valor definido en el cajón.
PU _t :	Fracción del costo de la UC i que sale de operación en el año t y que es relevante.
FU _t :	Fracción del costo de la UC i que es reconocida por reposiciones parciales de los elementos reemplazados respecto al valor total de la UC. La Comisión establece.
RPP _t :	Fracción de la UC i que sale de operación en el año t que no se incluyó en el cálculo de la base regulatoria.
CRA _{i,n,l} :	Factor de capital remanente de la UC i del nivel de tensión n y la categoría l. El factor 1 es el valor correspondiente de la Tabla 2 del numeral 3.1.1.1.3 y para los demás niveles de tensión n y categorías l se aplica el factor 1.
VU _{i,n,l} :	Vida útil reconocida a la unidad constructiva i del nivel de tensión n y la categoría l.
AR _k :	Antigüedad de referencia de la UC i perteneciente al rango de activos k que es igual a 0, según lo establecido en la Tabla 1 del numeral 3.1.1.1.4.
NE:	Fracción de la base regulatoria de activos eléctricos que se reconoce como activos no eléctricos.

La recuperación de capital de los activos pertenecientes a una categoría l aplica únicamente durante la antigüedad de referencia.

Notas de Vigencia

- Numeral modificado por el artículo 4 de la Resolución 85 de 2018, 'por la cual se aclaran y corrigen' publicado en el Diario Oficial No. 50.666 de 26 de julio de 2018.

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

3.2.1 Recuperación de capital de activos de la BRA inicial

La variable RCBIA_{j,n,t} se calcula de la siguiente manera:

$$RCBIA_{j,n,t} = \left[\left(\sum_{l=1}^{L_n} \frac{CRII_{j,n,l} * CRA_{n,l} * (1 + NE)}{VU_{n,l} - AR_k} + \sum_{l=1}^{L_n} \frac{CRIN_{j,n,l} * (1 + NE)}{VU_{n,l}} \right) * \frac{IPP_o}{IPP_{base}} \right] - BRAFOIA_{j,n,t}$$

Donde:

RCBIA_{j,n,t}: Recuperación de capital reconocida para los activos incluidos en la base regulatoria inicial.

CRII_{j,n,l}: Valor implícito de los activos del OR j en el nivel de tensión n y la categoría de activos l.

CRA_{n,l}: Factor de capital remanente de los activos en el nivel de tensión n y la categoría de activos l.

NE: Fracción de la base regulatoria de activos eléctricos que se reconoce como activos no eléctricos.

VU_{n,l}: Vida útil reconocida para las unidades constructivas del nivel de tensión n pertenecientes a la categoría l.

AR_k: Antigüedad de referencia del rango de activos k = 1, según lo establecido en el numeral 3.1.1.1.4.

CRIN_{j,n,l}: Valor de la inversión del OR j en el nivel de tensión n para la categoría de activos l, ascendente, calculado de acuerdo con lo establecido en el numeral 3.1.1.1.4.

BRAFOIA_{j,n,t}: Base regulatoria de activos eléctricos fuera de operación en el sistema del OR j en el numeral 3.1.1.4 para los activos incluidos en la base regulatoria de activos eléctricos al inicio del periodo t.

I: Categoría de activos, I toma los valores de 11 o 12 para el nivel de tensión 1.

L_n: Cantidad de categorías de activos en el nivel de tensión n. L₁ toma el valor de 12.

IPP₀: Índice de precios del productor de la fecha de corte.

IPP_{base}: Índice de precios del productor correspondiente a diciembre de 2007.

La recuperación de capital de los activos pertenecientes a una categoría I aplica únicamente durante la antigüedad de referencia, AR_k.

3.2.2 RECUPERACIÓN DE CAPITAL DE ACTIVOS NUEVOS. <Numeral modificado por el art

La variable RCNA_{j,n,t} se calcula de la siguiente manera:

$$RCNA_{j,n,t} = \left(\sum_{t=1}^T \sum_{l=1}^{L_n} RCNA_{j,n,t,l} \right) - BRAFOAN_{j,n,t}$$

Donde:

RCNA _{j,n,t} :	Recuperación de capital reconocida para los activos del OR j, que entra en la resolución, en el nivel de tensión n, en el año t.
T:	Años de aplicación de la metodología definida en esta resolución.
I:	Categoría de activos, I toma los valores de 11 o 12 para el nivel de tensión 1.
L _n :	Cantidad de categorías de activos en el nivel de tensión n.
RCNA _{j,n,I,t} :	Recuperación de capital reconocida para los activos del OR j, que entra en el año t. Calculada de la siguiente manera:

$$RCNA_{j,n,t,l} = (IAPA_{j,n,t} * INVA_{j,n,l,t} + INVR_{j,n,l,t-1} - IAPA_{j,n,t-1} * INVA_{j,n,l,t-1}) * \frac{(1 + NE)}{VU_{n,l}}$$

Donde:

IAPA_{j,n,t}: Índice de ajuste por ejecución del plan de inversiones del OR j en el nivel

INVA_{j,n,I,t}: Inversión aprobada en el plan de inversiones del OR j en el nivel de tensión n, en el año t. Definido en [3.1.1.2.1](#) y [3.1.1.2.2](#).

INVR_{j,n,I,t}: Inversiones en activos puestos en operación en el sistema del OR j en el año t. Definido en [3.1.1.2.3](#).

NE: Fracción de la base regulatoria de activos eléctricos, que se reconoce como

VU_{n,I}: Vida útil reconocida para las unidades constructivas del nivel de tensión n.

Si en aplicación de lo definido en el artículo 6 los activos se incorporan según la opción a., el valor para el primer año.

RCNAFO_{j,n,t}: Recuperación de capital reconocida para los activos del OR j, que entra en el nivel de tensión n, en el año t. Para el primer año del periodo tarifario esta variable es calculada de la siguiente manera:

$$RCNAFO_{j,n,t} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{NNAFO_{j,n,t-1}} CR_i * PU_i * FU_i * (1 - RPP_i) * \frac{(1 + NE)}{VU_{i,n,l}}$$

Donde:

T:

Años de aplicación de la metodología definida en esta resolución

NNAFO_{j,n,t}:

Número de UC del nivel de tensión n, puestas en operación después de que salen de operación, total o parcialmente, en el año t.

CR_i:

Valor de la UC i que sale de operación en el año t, valor definido en el

PU_i:

Fracción del costo de la UC i que sale de operación en el año t y que es

FU_i:

Fracción del costo de la UC i que es reconocida por reposiciones parciales o los elementos reemplazados respecto al valor total de la UC. La Cor

RPP_i:

Fracción de la UC i que sale de operación en el año t que no se incluye

VU_{i,n,l}:

Vida útil reconocida a la unidad constructiva i del nivel de tensión n y

NE:

Fracción de la base regulatoria de activos eléctricos que se reconoce como

La recuperación de capital de los activos pertenecientes a una categoría I aplica únicamente durante

Notas de Vigencia

- Numeral modificado por el artículo [5](#) de la Resolución 85 de 2018, 'por la cual se aclaran y corrigen' el Diario Oficial No. 50.666 de 26 de julio de 2018.

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

3.2.2 Recuperación de capital de activos nuevos

La variable RCNA_{j,n,t} se calcula de la siguiente manera:

$$RCNA_{j,n,t} = \left(\sum_{t=1}^T \sum_{l=1}^{L_n} RCNA_{j,n,t,l} \right) - BRAFOAN_{j,n,t}$$

Donde:

RCNA_{j,n,l,t}: Base regulatoria de activos eléctricos nuevos del OR j en el nivel de tensión n, para l

$$RCNA_{j,n,t,l} = (IAPA_{j,n,t} * INVIA_{j,n,l,t} + INVR_{j,n,l,t-1} - IAPA_{j,n,t-1} * INVIA_{j,n,l,t-1}) * \frac{(1 + NE)}{VU_{n,l}}$$

Donde:

IAPA_{j,n,t}: Índice de ajuste por ejecución del plan de inversiones del OR j en el nivel de tensión n

INVIA_{j,n,l,t}: Inversión aprobada en el plan de inversiones del OR j en el nivel de tensión n en la categoría 3.1.1.2.2.

INVR_{j,n,l,t}: Inversiones en activos puestos en operación en el sistema del OR j en el nivel de tensión n en el numeral 3.1.1.2.3.

NE: Fracción de la base regulatoria de activos eléctricos, que se reconoce como activos no eléctri

VUn,l: Vida útil reconocida para las unidades constructivas del nivel de tensión n pertenecientes .

BRAFOAN_{j,n,t}: Base regulatoria de activos eléctricos fuera de operación en el sistema del OR j en 3.1.1.4 para los activos que hacen parte de la base regulatoria de activos electricos nuevos.

T: Anos de aplicacion de la metodologia definida en esta resolucion.

l: Categoria de activos, l toma los valores de 11 o 12 para el nivel de tension 1. Ln: Cantidad de c

La recuperacion de capital de los activos pertenecientes a una categoria l aplica unicamente duran

3.2.3 AJUSTE DE LA RECUPERACIÓN DE CAPITAL AL FINAL DEL PERIODO TARIFARIO

Al final del periodo tarifario debe calcularse la diferencia entre la recuperacion de capital total reco el periodo tarifario. Este valor se debe utilizar para ajustar la remuneracion de las inversiones al ini

3.2.4 VIDA ÚTIL RECONOCIDA POR CATEGORÍA DE ACTIVOS.

En las siguientes tablas se define la vida util reconocida para las diferentes categorias de activos:

<Tabla modificada por el artículo [6](#) de la Resolución 85 de 2018. El nuevo texto es el siguiente:>

Tabla 3. Vida útil para las categorías de activos por nivel de tensión

EGORÍA DE ACTIVOS 1	DESCRIPCIÓN CATEGORÍA DE ACTIVO
1	Transformadores de potencia
2	Compensaciones
3	Bahías y celdas
4	Equipos de control y comunicaciones
5	Equipos de subestación
6	Otros activos subestación
7	Líneas aéreas
8	Líneas subterráneas
9	Equipos de línea
10	Centro de control
11	Transformadores de distribución
12	Redes de distribución

Notas de Vigencia

- Tabla modificada por el artículo [6](#) de la Resolución 85 de 2018, 'por la cual se aclaran y corrige Diario Oficial No. 50.666 de 26 de julio de 2018.

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

Tabla 3. Vida útil para las categorías de activos por nivel de tensión

EGORIA DE ACTIVOS I	DESCRIPCION CATEGORIA DE ACTIVOS	VU _{1,I}	VU _{2,I}	VU _{3,I}	VU _{4,I}
1	Transformadores de potencia	-	-	35	35
2	Compensaciones	-	35	35	35
3	Bahías y celdas	-	35	35	35
4	Equipos de control y comunicaciones	-	10	10	10
5	Equipos de subestación	-	35	35	35
6	Otros activos subestación	-	45	45	45
7	Líneas aéreas	-	45	45	45
8	Líneas subterráneas	-	45	45	45
9	Equipos de línea	-	35	35	-
10	Centro de control	-	10	10	10
11	Transformadores de distribución	25	-	-	-
12	Redes de distribución	35	-	-	-

3.3 BASE REGULATORIA DE TERRENOS.

La base regulatoria de terreros reconocida se calcula de la siguiente manera:

$$BRT_{j,n,t} = R * \sum_{i=1}^{NS_{j,n,t}} AT_i * PU_{j,i} * (1 - RPP_{j,i}) * VCT_i$$

Donde:

- BRT_{j,n,t}: Base regulatoria de terrenos del OR j en el nivel de tensión n para el año t
 R: Porcentaje anual reconocido sobre del valor de los terrenos, es igual a 6,9 %.
 NS_{j,n,t}: Número de UC de subestación del OR j en el nivel de tensión n para el año t
 AT_i: Área reconocida a la UC i, en m², según lo establecido en el capítulo 14.
 PU_{j,i}: Porcentaje del costo total de la UC i que es remunerado vía cargos por uso al
 RPP_{j,i}: Fracción del costo de la UC i que es remunerada vía cargos por uso que no se
 VCT_i: Valor catastral del terreno de la subestación en la cual se encuentra la UC i, v.

Los valores catastrales y el área total del terreno deben ser presentados por el OR en la solicitud de

CAPITULO 4. INGRESO ANUAL POR GASTOS DE AOM.

En este capítulo se establece la metodología para definir el valor de referencia para los gastos de ad del periodo tarifario.

El valor del ingreso anual por gastos AOM para cada OR será:

$$IAAOM_{j,n,t} = AOM_{base,j,n} + AOM_{NI,j,n,t}$$

- IAAOM_{j,n,t}: Ingreso anual por concepto de AOM del OR j, para el año t en el nivel n
 AOM_{base,j,n}: Valor del AOM base a reconocer al OR j, en el nivel de tensión n, corte.
 AOM_{NI,j,n,t}: Valor del AOM para nuevas inversiones, diferentes a reposición, de numeral 4.2, expresado en pesos de la fecha de corte.

Dentro de los costos y gastos AOM a reconocer en la actividad de distribución de energía eléctrica la CREG defina otros en resolución aparte:

- a. asociados con otras actividades de la cadena de prestación del servicio,
- b. asociados con los servicios prestados a otros OR,
- c. asociados a activos de conexión de usuarios de los STR o SDL,
- d. asociados a activos ejecutados mediante convocatorias públicas,
- e. asociados con servicios prestados a terceros, o
- f. asociados con inversiones requeridas para reposición de activos.

Para el cálculo del valor anual de AOM, primero se obtendrá uno inicial a partir de los valores de A 2016, el cual se comparará con el resultado de la aplicación de modelos de eficiencia para determin continuación.

4.1 AOM BASE A RECONOCER. <Numeral modificado por el artículo [12](#) de la Resolución 36 d

El valor de AOM base a reconocer por los activos existentes a la fecha de corte se determina con la

$$AOM_{basej} = (\max(AOMINI_j, AOMOB_j) - AOMP_j + AMB_j) * \frac{IPP_{FC}}{IPP_{2016}}$$

Donde:

AOMbase _j :	Valor del AOM base para el OR j, expresado en pesos de la fecha de corte.
AOMINI _j :	Valor del AOM inicial del OR j, calculado de acuerdo con lo previsto.
AOMOB _j :	Valor del AOM objetivo a reconocer para el OR j, calculado de acuerdo con lo establecido en la resolución.
AOMP _j :	Valor del AOM destinado a los programas de reducción o mantenimiento de gases de efecto invernadero entre 2012 a 2016, en cumplimiento de las circulares expedidas por la CRE entre 2012 y 2016.
AMB _j :	Valor de AOM a reconocer al OR j por condiciones ambientales, calculado de acuerdo con lo establecido en la resolución.
IPP _{FC} :	Índice de precios del productor correspondiente a la fecha de corte.
IPP ₂₀₁₆ :	Índice de precios del productor correspondiente a diciembre de 2016.

Notas de Vigencia

- Numeral modificado por el artículo [12](#) de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican al No. 50.929 de 17 de abril 2019

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

4.1 AOM BASE A RECONOCER

El valor de AOM base a reconocer por los activos existentes a la fecha de corte se determina con

$$AOM_{basej} = (\max(AOMINI_j, AOMOB_j) - AOMP_j + AMB_j) * \frac{IPP_{FC}}{IPP_{2016}}$$

Donde:

AOM_{basej}: Valor del AOM base para el OR j, expresado en pesos de la fecha de corte.

AOMINI_j: Valor del AOM inicial del OR j, expresado en pesos de la fecha de corte, calculado de

AOMOB_j: Valor del AOM objetivo a reconocer para el OR j, expresado en pesos de la fecha de c

AOMP_j: Valor del AOM destinado a los programas de reducción o mantenimiento de pérdidas d cumplimiento de las circulares expedidas por la CREG con este propósito, actualizando cada valc

AMB_j: Valor de AOM a reconocer al OR j por condiciones ambientales, calculado de acuerdo co

IPPFC: Índice de precios del productor correspondiente a la fecha de corte.

IPP₂₀₁₆: Índice de precios del productor correspondiente a diciembre de 2016.

4.1.1 AOM INICIAL. <Numeral modificado por el artículo [13](#) de la Resolución 36 de 2019. El nue

El valor de AOM inicial se calcula así:

$$AOMINI_j = \min \left\{ (5,0 \% * CRI_{j,16}), \left(\frac{AOMD_{j,12-16} + AOMR_{j,12-16}}{2} \right) \right\}$$

Donde:

AOMINI_j: Valor del AOM inicial del OR j, expresado en pesos de diciembre d

CRI_{j,16}: Suma de los valores de reposición de la inversión de cada nivel de numeral [10.3](#) del anexo general de la Resolución CREG [097](#) de 200

AOMD_{j,12-16}: Valor del AOM demostrado por el OR j, calculado de acuerdo con l

AOMR_{j,12-16}: Valor del AOM remunerado al OR j, calculado de acuerdo con lo pr

Notas de Vigencia

- Numeral modificado por el artículo [13](#) de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican al No. 50.929 de 17 de abril 2019

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

4.1.1 AOM inicial

El valor de AOM inicial se calcula así:

$$AOMINI_j = \min \left\{ (5,0 \% * CRI_{j,16}), \left(\frac{AOMD_{j,12-16} + AOMR_{j,12-16}}{2} \right) \right\}$$

Donde:

AOMINI_j: Valor del AOM inicial del OR j, expresado en pesos de la fecha de corte.

CRI_{j,16}: Suma de los valores de reposición de la inversión de cada nivel de tensión del OR j utilizados en el anexo general de la Resolución CREG [097](#) de 2008.

AOMD_{j,12-16}: Valor del AOM demostrado por el OR j, calculado de acuerdo con lo previsto en el numeral 4.1.1.

AOMR_{j,12-16}: Valor del AOM remunerado al OR j, calculado de acuerdo con lo previsto en el numeral 4.1.1.

4.1.2 AOM OBJETIVO.

$$AOMOB_j = fe_j * AOMD_{j,12-16}$$

fe_j: Factor de eficiencia del OR j que corresponde al límite superior del rango de muestra a continuación.

AOMD_{j,12-16}: Valor del AOM demostrado por el OR j, calculado de acuerdo con lo establecido en el numeral 4.1.1.

Como parte de la solicitud de aprobación de ingresos, de que trata el artículo 5, el OR deberá suministrar el modelo establecido en este numeral.

Cuando no sea posible estimar el factor de eficiencia para un OR, el valor de la variable AOMOB_j se calculará de acuerdo con la fórmula:

4.1.2.1 MODELO DE FRONTERA ESTOCÁSTICA. <Numeral modificado por el artículo [7](#) de la Ley 1437 de 2011>

La ecuación del modelo a utilizar es la siguiente:

$$\begin{aligned} \ln(y_{jt}/w2_{jt}) = & \alpha_0 + \alpha_q \ln q_{jt} + \gamma_{q1} \ln q_{jt} \ln(w1_{jt}/w2_{jt}) + \alpha_1 \ln(w1_{jt}/w2_{jt}) \\ & + \gamma_{11} \left\{ 0.5 (\ln(w1_{jt}/w2_{jt}))^2 \right\} + \delta_1 z1_{jt} + \dots + \delta_5 z5_{jt} + v_{jt} + \mu_{jt} \end{aligned}$$

Donde:

Y_{jt} :	Valor del AOM demostrado en millones de pesos de diciembre de 2016, reportado por
q_{it} :	Ventas en kWh en los niveles de tensión 1, 2 y 3, en el mercado de comercialización atendido por el OR j.
$w1_{jt}$:	Valor en millones de pesos de diciembre de 2016, por usuario de los gastos de personal administrado por la SSPD, correspondiente al año t.
$w2_{jt}$:	Valor en millones de pesos de diciembre de 2016, por usuario de los gastos en edificios y servicios.
$z1_{jt}$:	Raíz cuadrada del promedio ponderado, para el año t, de los factores de fisiografía del terreno de cada municipio se pondera con la participación que, en cada año t, tiene el número de transformadores del OR j.
$z2_{jt}$:	Logaritmo natural del cociente de la división de la longitud total de redes del OR j, expresado en kilómetros.
$z3_{jt}$:	Resultado de dividir la longitud total de redes urbanas del OR j, entre la suma de la longitud total de las redes urbanas de todos los ORs.
$z4_{jt}$:	Resultado de dividir la longitud total de redes rurales del OR j, entre la suma de la longitud total de las redes rurales de todos los ORs.
$z5_{jt}$:	Raíz cuadrada del número de interrupciones del servicio, que en promedio percibieron los usuarios del OR j.

Los datos de las variables son los correspondientes al periodo 2012 a 2016. Cuando se trate de valores de longitudes de redes no se incluyen las de nivel de tensión 1.

Notas de Vigencia

- Numeral modificado por el artículo [7](#) de la Resolución 85 de 2018, 'por la cual se aclaran y corrigen errores cometidos en la Resolución 15 de 2018' publicada en el Diario Oficial No. 50.666 de 26 de julio de 2018.

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

4.1.2.1 Modelo de frontera estocástica

La ecuación del modelo a utilizar es la siguiente:

$$\ln\left(\frac{Y_{jt}}{w2_{jt}}\right) = \alpha_0 + \alpha_q \ln q_{jt} + \gamma_{q1} \ln q_{jt} \ln\left(\frac{w1_{jt}}{w2_{jt}}\right) + \alpha_1 \ln\left(\frac{w1_{jt}}{w2_{jt}}\right) + \gamma_{11} \left\{ 0.5 \left(\ln\left(\frac{w1_{jt}}{w2_{jt}}\right) \right)^2 \right\} + \delta_1 z1_{jt} + \dots + \delta_5 z5_{jt} + v_{jt} + \mu_{jt}$$

Donde:

Y_{jt} : Valor del AOM demostrado, reportado por el OR j para el año t.

q_{jt} : Ventas en los niveles de tensión 1, 2 y 3, en el mercado de comercialización atendido por el OR j.

$w1_{jt}$: Valor en pesos por usuario de los gastos de personal y misceláneos, reportado por el OR j a diciembre de cada año t.

$z1_{jt}$: Valor en pesos por usuario de los gastos en edificios, materiales y equipos de oficina, reportados en diciembre de cada año t.

$z2_{jt}$: Raíz cuadrada del promedio ponderado, para el año t, de los factores de fisiografía del terreno de cada municipio se pondera con la participación que, en cada año t, tiene el número de transformadores.

$z3_{jt}$: Logaritmo natural del cociente de la división de la longitud total de redes del OR j, expresado en kilómetros.

$z4_{jt}$: Resultado de dividir la longitud total de redes urbanas del OR j, entre la suma de la longitud total de las redes urbanas de todos los ORs.

$z5_{jt}$: Resultado de dividir la longitud total de redes rurales del OR j, entre la suma de la longitud total de las redes rurales de todos los ORs.

z_{5jt} : Raíz cuadrada del número de interrupciones del servicio, que en promedio percibieron los usuarios.

Los datos de las variables son los correspondientes al periodo 2012 a 2016. Cuando se trate de variables longitudinales de redes no se incluyen las de nivel de tensión 1.

4.1.2.2 PARÁMETROS DEL MODELO.

pámetro	Valor Estimado	Parámetro
β_1	-8,1402613	β_1
β_2	0,8544120	β_2
β_3	1,4947135	β_3
$yq1$	0,3355216	β_4
ν_{q1}	-0,0699192	σ_u^2
β_4	0,6308562	σ_v^2

4.1.2.3 ESTIMACIÓN DE LA EFICIENCIA.

La eficiencia técnica se calcula con el siguiente modelo:

$$Efficiency_j = e^{(-\mu_j^* + 0,5(\sigma_j^*)^2)} \left[1 - \Phi \left(\sigma_j^* - \mu_j^* / \sigma_j^* \right) \right] \left[1 - \Phi \left(-\mu_j^* / \sigma_j^* \right) \right]^{-1}$$

$$\mu_j^* = \sigma_u^2 \bar{\varepsilon}_j \left(\sigma_u^2 + \sigma_v^2 / T_j \right)^{-1}$$

$$(\sigma_j^*)^2 = \sigma_u^2 \sigma_v^2 (\sigma_v^2 + T_j \sigma_u^2)^{-1}$$

$$\bar{\varepsilon}_j = \frac{1}{T_j} \sum_{t=1}^{T_j} \varepsilon_{jt}$$

$$\begin{aligned} \varepsilon_{jt} &= \ln(y_{jt}/w2_{jt}) \\ &- \{ \alpha_0 + \alpha_q \ln q_{jt} + \gamma_{q1} \ln q_{jt} \ln(w1_{jt}/w2_{jt}) + \alpha_1 \ln(w1_{jt}/w2_{jt}) \\ &+ \gamma_{11} \{ 0,5 (\ln(w1_{jt}/w2_{jt}))^2 \} + \delta_1 z1_{jt} + \dots + \delta_5 z5_{jt} \} \end{aligned}$$

Donde:

T_j : Número de observaciones para el OR j

$\Phi(x)$: Valor de la función de distribución normal (0,1) evaluada en x.

Los valores de las demás variables corresponden a los mostrados en el numeral anterior.

4.1.2.4 LÍMITE DEL NIVEL DE CONFIANZA.

El límite superior para un intervalo de confianza del 90%, que corresponde al factor de eficiencia f_e

$$f_{e_j} = e^{(-\mu_j^* - Z_{Uj}\sigma_j^*)}$$

$$Z_{Uj} = \Phi^{-1} \left[1 - (1 - \alpha/2) \left(1 - \Phi \left(-\frac{\mu_j^*}{\sigma_j^*} \right) \right) \right]$$

Donde:

α : Igual a 10% (1 – 90%)

$\Phi(x)$: Valor de la función de distribución normal (0,1) evaluada en x.

$\Phi^{-1}(x)$: Valor del inverso de la función de distribución normal (0,1) evaluada en x.

4.1.3 AOM DEMOSTRADO.

Para calcular el valor de AOM demostrado, $AOMD_{j,12-16}$, de cada OR se obtiene:

a. El valor de AOM demostrado para cada año desde 2012 a 2016, calculado conforme a lo establecido en diciembre del respectivo año hasta diciembre de 2016.

b. A partir de los valores actualizados se obtiene un promedio aritmético de ellos que corresponde al AOM remunerado.

4.1.4 AOM REMUNERADO.

El valor de AOM remunerado, $AOMR_{j,12-16}$, de cada OR se calcula con la siguiente información:

a. El porcentaje de AOM a reconocer para cada uno de los años desde 2013 a 2017, calculado conforme a la solicitud la evidencia de que este porcentaje fue comunicado a la Superintendencia de Servicios Públicos de acuerdo con la comercialización, con la oportunidad establecida en la regulación. Con la presentación de la solicitud de reconocer, entregados junto con la solicitud, fueron los porcentajes efectivamente incluidos en el cálculo.

Si hubo más de un porcentaje de AOM a reconocer entre una y otra actualización anual de AOM, se establecida en la regulación vigente, se originó por una corrección detectada por el OR o por la Superintendencia utilizada en ese año.

b. La suma de los valores $CRI_{j,n}$, aprobados a cada OR, utilizados para calcular el porcentaje de AOM del IPP hasta diciembre del año para el que se calcula el AOM demostrado.

c. Para el año 2012 se calcula el AOM remunerado multiplicando el porcentaje de AOM a reconocer como se señala en el literal b. de este aparte. En forma análoga, para los años de 2013 a 2016 se calcula el AOM remunerado.

d. Los valores remunerados, calculados en el literal anterior, se actualizan con la variación del IPP y los valores actualizados corresponden al AOM remunerado, $AOMR_{j,12-16}$.

4.1.5 VALOR DE AOM POR CONDICIONES AMBIENTALES. <Numeral modificado por el art.

El valor adicional de AOM por condiciones ambientales del OR j se obtiene a partir de la identificación:

$$AMB_j = 0,5\% * \left(NTCM_{j,1} * CMTD_j + NRCM_{j,1} * CMRD_j + \sum_{i=1}^{nuc_{j,cm,o}} (CR_i * PU_{j,i}) \right) * \frac{IPP_{2016}}{IPP_{base}}$$

Donde:

AMB _j :	Valor adicional de AOM a reconocer al OR j por condiciones ambientales.
NTCM _{j,1} :	Cantidad de transformadores de distribución del OR j instalados a menos de corte.
CMTD _j :	Costo medio de transformadores del OR j, calculado según lo establecido en el literal b) de la Resolución 85 de 2018.
NRCM _{j,1} :	Cantidad de redes de distribución del OR j instaladas a menos de 30 km de la orilla del mar.
CMRD _j :	Costo medio de redes de distribución del OR j, calculado según lo establecido en el literal b) de la Resolución 85 de 2018.
nuc _{j,cm,o} :	Número de unidades constructivas que, a la fecha de corte, el OR j tiene instaladas cercanas a la orilla del mar.
CR _i :	Valor de la UC i ubicada a menos de 30 km de la orilla del mar, definido en el numeral 4.1.5 de la Resolución 15 de 2018.
PU _{j,i} :	Porcentaje del costo total de la UC i que es remunerado vía cargos por uso al OR j.
IPP ₂₀₁₆ :	Índice de precios del productor correspondiente a diciembre de 2016.
IPP _{base} :	Índice de precios del productor correspondiente a diciembre de 2007.

Para los activos que se incluyan en el cálculo de la variable AMB_j el OR debe entregar el inventario de acuerdo con la identificación de la red, nombre del municipio, subestación, georreferenciación, características técnicas, fecha de entrada en operación, fecha de cierre y demás datos que no serán incluidas.

Notas de Vigencia

- Numeral modificado por el artículo [8](#) de la Resolución 85 de 2018, 'por la cual se aclaran y corrigen errores y se publica la norma técnica para la elaboración del inventario de las redes de distribución de electricidad en Colombia', publicado en el Diario Oficial No. 50.666 de 26 de julio de 2018.

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

4.1.5 Valor de AOM por condiciones ambientales

El valor adicional de AOM por condiciones ambientales del OR j se obtiene a partir de la identificación de la red, nombre del municipio, subestación, georreferenciación, características técnicas, fecha de entrada en operación, fecha de cierre y demás datos que no serán incluidas.

$$AMB_j = 0.5\% * \left(\sum_{i=1}^{nuc_{j,m,o}} (CR_{i,m} * PU_{j,i}) + NT_{j,1} * CMTD_j + NR_{j,1} * CMRD_j \right)$$

Donde:

AMB_j: Valor adicional de AOM a reconocer al OR j por condiciones ambientales.

CR_{i,m}: Valor de la UC i ubicada cerca de la orilla del mar. Para el caso de líneas este valor corresponde a la suma del costo de los kilómetros instalados cerca del mar, más los respectivos apoyos.

PU_{j,i}: Porcentaje del costo total de la UC i que es remunerado vía cargos por uso al OR j.

NT_{j,1}: Cantidad de transformadores de distribución del OR j, en el nivel de tensión 1, que estaban en operación.

CMTD_j: Costo medio de transformadores del OR j, calculado según lo establecido en el literal b) de la Resolución 85 de 2018.

NR_{j,1}: Cantidad de redes de distribución del OR j, en el nivel de tensión 1, que estaban en operación.

CMRD_j: Costo medio de redes de distribución del OR j, calculado según lo establecido en el literal b) de la Resolución 85 de 2018.

nuc_{j,m,o}: Número de unidades constructivas que, a la fecha de corte, el OR j tiene instaladas cercanas a la orilla del mar.

Para los activos que se incluyan en el cálculo de la variable definida en este numeral, el OR debe informar: municipio, subestación, georreferenciación, características técnicas, fecha de entrada de información requerida no serán incluidas.

4.1.6 AOM POR NIVELES DE TENSIÓN.

El valor del AOM eficiente para cada nivel de tensión se calcula así:

$$AOM_{basej,n} = AOM_{basej} * \frac{BRAE_{j,n,0}}{\sum_{n=1}^4 BRAE_{j,n,0}}$$

AOM _{basej,n} :	Valor del AOM base del OR j, para el nivel de tensión n, expresado en pesos de la fecha de corte,
AOM _{basej} :	Valor del AOM base del OR j, expresado en pesos de la fecha de corte,
BRAE _{j,n,0} :	Base regulatoria de activos eléctricos para cada nivel de tensión n, del CPE

4.2 VALOR DE AOM PARA NUEVAS INVERSIONES. <Numeral modificado por el artículo 9 c>

Para las nuevas inversiones, diferentes a reposición, se reconoce un valor anual de AOM así:

Para n = 4 o 3:

$$AOMNI_{j,n,t} = (2 \% * VACNI_{j,n,t} + 0,6\% * VACPIEC_{j,n,t}) * fAMB_j$$

Para n = 2 o 1:

$$AOMNI_{j,n,t} = (4 \% * VACNI_{j,n,t} + 0,6\% * VACPIEC_{j,n,t}) * fAMB_j$$

Donde:

AOMNI _{j,n,t} :	Valor del AOM para las nuevas inversiones en el nivel de tensión n del año t.
VACNI _{j,n,t} :	Valor acumulado hasta el año t de las inversiones puestas en operación en el sistema de corte. Se calcula de la siguiente forma:

$$VACNI_{j,n,t} = VACNI_{j,n,t-1} + BRAEN_RP_{j,n,t-1} - \sum_{l=1}^L INVTR_RP_{j,n,TI,l,t-1}$$

Donde:

BRAEN_RP _{j,n,t-1} :	Base regulatoria de activos eléctricos nuevos del año t-1, definida en el numeral 3.1.1.2, pero tomada en el año t-1.
INVTR_RP _{j,n,TI,1,t-1} :	Valor de la inversión puesta en operación en el sistema de corte solo para los tipos de inversión TI = I y TI = III, e RPP=0 para todas las UC incluidas en su cálculo.
L:	Cantidad de categorías de activos.
VACPIEC _{j,n,t} :	Valor acumulado hasta el año t de las nuevas inversiones en el sistema de corte, para el OR j, expresado en pesos de la fecha de corte.

$$VACPIEC_{j,n,t} = VACPIEC_{j,n,t-1} + \sum_{l=1}^L IREC_RP_{j,n,l,t-1}$$

Donde:

IREC_RP_{j,m,I,t-1}: Inversión en activos puestos en operación en los proyectos en el año t-1. Se calcula en forma similar a la variable IREC_j, cálculo.

L: Cantidad de categorías de activos.

fAMB_j: Factor ambiental para las nuevas inversiones del OR j, calcu

$$fAMB_j = \frac{AOMbase_j}{AOMbase_j - \left(AMB_j * \frac{IPP_{FC}}{IPP_{2016}}\right)}$$

Donde:

AOMbase_j: Valor del AOM base del OR j, calculado de acuerdo con lo previsto en

AMB_j: Valor de AOM a reconocer al OR j por condiciones ambientales, calcu

IPP_{FC}: Índice de precios del productor correspondiente a la fecha de corte.

IPP₂₀₁₆: Índice de precios del productor correspondiente a diciembre de 2016.

Notas de Vigencia

- Numeral modificado por el artículo [9](#) de la Resolución 85 de 2018, 'por la cual se aclaran y corrigen' el Diario Oficial No. 50.666 de 26 de julio de 2018.

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

4.2 VALOR DE AOM PARA NUEVAS INVERSIONES

Para las nuevas inversiones, diferentes a reposición, se reconoce un valor anual de AOM así:

$AOMNI_{j,n,t} = (2 \% * VACNI_{j,n,t} + 2.6 \% * VACIPEC_{j,n,t}) * fAMB_j$ para n = 4 o 3

$AOMNI_{j,n,t} = (4 \% * VACNI_{j,n,t} + 4.6 \% * VACIPEC_{j,n,t}) * fAMB_j$ para n = 2 o 1

AOMNI_{j,n,t}: Valor del AOM para las nuevas inversiones en el nivel de tensión n del OR j, expres

VACNI_{j,n,t}: Valor acumulado hasta el año t de las inversiones puestas en operación en el nivel de tensión n, calcula de la siguiente forma:

$$VACNI_{j,n,t} = VACNI_{j,n,t-1} + BRAEN_RP_{j,n,t-1} - \sum_{l=1}^L INVTR_RP_{j,n,VI,l,t-1}$$

BRAEN_RP_{j,n,t-1}: Base regulatoria de activos eléctricos nuevos del OR j en el nivel de tensión n, numeral [3.1.1.2](#), pero tomando RPP=0 para todas las UC incluidas en su cálculo.

INVTR_RP_{j,n,VI,l,t-1}: Valor de la inversión puesta en operación en el sistema del OR j en el nivel de tensión VI, en la inversión TI = I y TI = III, en forma similar a la variable INVTR_{j,n,VI,l,t-1}, definida en el numero

L: Cantidad de categorías de activos.

VACIPEC_{j,n,t}: Valor acumulado hasta el año t de las nuevas inversiones que hacen parte del PIEC

incluidas en la variable VACNI_{j,n,t}, para el OR j, expresado en pesos de la fecha de corte. Se calc

$$VACPIEC_{j,n,t} = VACPIEC_{j,n,t-1} + \sum_{l=1}^L IREC_RP_{j,n,l,t-1}$$

IREC_RP_{j,n,l,t-1}: Inversión en activos puestos en operación en los proyectos de expansión de cobertura en forma similar a la variable IREC_{j,n,l,t-1}, definida en el numeral [13.7](#), pero tomando RI L: Cantidad de categorías de activos.

fAMB_j: Factor ambiental para las nuevas inversiones del OR j, calculado de la siguiente forma:

$$fAMB_j = \frac{AOMbase_j}{AOMbase_j - \left(AMB_j * \frac{IPP_{FC}}{IPP_{2016}} \right)}$$

AOMbase_j: Valor del AOM base del OR j, calculado de acuerdo con lo previsto en el numeral [4.](#)

AMB_j: Valor de AOM a reconocer al OR j por condiciones ambientales, calculado de acuerdo co

IPPFC: Índice de precios del productor correspondiente a la fecha de corte.

IPP2016: Índice de precios del productor correspondiente a diciembre de 2016.

4.3 VERIFICACIÓN DEL VALOR ANUAL DE AOM.

Con el propósito de verificar la información de AOM, los OR deberán reportarla cada año adjuntad

El informe que entregue el verificador sobre la revisión de la información de AOM debe incluir, en sobre la información entregada por el OR.

Los OR deben entregar a la SSPD, la información de AOM del año anterior junto con el informe de informes serán dados a conocer por la CREG en forma separada.

CAPITULO 5. CALIDAD DEL SERVICIO.

En este capítulo se establecen las características que se deben cumplir en cuanto a la calidad en la parte del SIN y las disposiciones que serán aplicables en el caso de presentarse variaciones en dicha

5.1 CALIDAD DEL SERVICIO EN LOS STR. <Numeral modificado por el artículo [14](#) de la Reso

Sin perjuicio de la responsabilidad a cargo del OR o del TR por los daños y perjuicios causados a u aplicación de las disposiciones que se establecen en este capítulo.

La regulación contenida en este capítulo también les aplica a los agentes que representan ante el LA con lo establecido en la Resolución CREG 024 de 2013 o la que la modifique o sustituya.

Por lo tanto, en el texto de este capítulo cuando se hace mención al OR debe entenderse que tambié libre concurrencia.

La aplicación de las disposiciones de calidad del servicio en los STR, previstas en esta resolución, s en esta metodología, del total de los OR que tengan ingresos por activos de nivel de tensión 4. Mie en las Resoluciones CREG [097](#) de 2008 y 094 de 2012.

No obstante, los valores de compensaciones generados por la regulación de calidad de la Resolución administrativo de la SSPD, deben ser restados del ingreso del respectivo OR en el mes siguiente al por la aplicación de la presente resolución.

Notas de Vigencia

- Numeral modificado por el artículo [14](#) de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican al No. 50.929 de 17 de abril 2019

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

5.1 CALIDAD DEL SERVICIO EN LOS STR

Sin perjuicio de la responsabilidad a cargo del OR o del TR por los daños y perjuicios causados a la aplicación de las disposiciones que se establecen en este capítulo.

La regulación contenida en este capítulo también le aplica a los TR que representan ante el LAC I lo establecido en la Resolución CREG 024 de 2013 o la que la modifique o sustituya. Por lo tanto se refiere a los TR adjudicatarios de los proyectos construidos a través de procesos de libre concurrencia.

La aplicación de las disposiciones de calidad del servicio en los STR se da a partir de la entrada e obstante, los valores de compensaciones generados por la regulación de calidad de la Resolución administrativo de la SSPD, deben ser restados del ingreso del respectivo OR en el mes siguiente al para ese mes por la aplicación de la presente resolución.

5.1.1 CARACTERÍSTICAS DE CALIDAD A LA QUE ESTÁ ASOCIADO EL INGRESO.

El ingreso de cada agente, por el uso de los activos del STR de los cuales es responsable, calculado siguiéntes características:

La duración de las indisponibilidades de los activos utilizados en la prestación del servicio no deberá exceder de:

Las indisponibilidades máximas permitidas de un activo, originadas en catástrofes naturales tales como tornados, y las debidas a actos de terrorismo, no deberán superar los seis meses, contados desde la fecha de su ocurrencia.

La estimación de la energía no suministrada por la indisponibilidad de un activo no deberá superar el 10% del total.

A partir del momento en que las horas de indisponibilidad acumulada de un activo sean mayores que el 50% de la disponibilidad de este activo dejé no operativos otros activos.

La variación en estas características de calidad del servicio de transporte de energía eléctrica en los meses siguientes a la fecha de inicio de la prestación del servicio se calculará en función del ingreso del OR que se calculará y aplicará en la forma prevista en este capítulo.

5.1.2 ACTIVOS SUJETOS AL ESQUEMA DE CALIDAD. <Numeral modificado por el artículo [14](#)

Las disposiciones sobre calidad en los STR aplicarán a los agentes que realizan la actividad de distribución y/o generación.

Los activos del STR sobre los que aplica el esquema de calidad del servicio son los que: i) hacen parte de este inventario, o iii) son construidos como resultado de procesos de libre concurrencia. Para la aplicación de esta disposición, la calidad en el STR iniciará una vez hayan transcurrido cinco (5) años desde su conexión al SIN.

Para el caso de los proyectos adjudicados mediante procesos de libre concurrencia, que se encuentren del STR definidas en esta resolución, los OR y TR deberán actualizar la clasificación de los activos días hábiles siguientes a la fecha mencionada. El LAC aplicará las actualizaciones a partir del primero

Notas de Vigencia

- Numeral modificado por el artículo [16](#) de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican al No. 50.929 de 17 de abril 2019

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

5.1.2 Activos sujetos al esquema de calidad

Las disposiciones sobre calidad en los STR aplicarán a los agentes que realizan la actividad de diseño necesario para la aplicación del esquema de calidad del servicio en los STR, establecido en esta resolución.

Los activos del STR sobre los que aplica el esquema de calidad del servicio son los que: i) hacen parte de este inventario, o iii) son construidos como resultado de procesos de libre concurrencia. I

calidad en el STR iniciará una vez hayan transcurrido cinco (5) años desde su conexión al SIN.

Para el caso de los proyectos adjudicados mediante procesos de libre concurrencia, la clasificación de los activos sujetos al esquema de calidad del servicio, la clasificación de los activos o TR, cada vez que entre en vigencia la resolución que defina las nuevas UC para remunerar la actividad de diseño necesario para la aplicación del esquema de calidad del servicio en los STR, establecido en esta resolución.

5.1.3 BASES DE DATOS.

El CND será el responsable de centralizar, almacenar y procesar la información de eventos, que permitirá la ejecución de maniobras en los plazos señalados en el mencionado artículo se ajustará el número de días hábiles siguientes a la fecha mencionada. El LAC aplicará las actualizaciones a partir del primero

La información de eventos deberá mantenerse actualizada en la base de datos creada por el CND para la ejecución de maniobras en los plazos señalados en el mencionado artículo se ajustará el número de días hábiles siguientes a la fecha mencionada. El LAC aplicará las actualizaciones a partir del primero

El CND deberá mantener almacenada la información de eventos, en medio digital o de última tecnología, para la ejecución de maniobras en los plazos señalados en el mencionado artículo se ajustará el número de días hábiles siguientes a la fecha mencionada. El LAC aplicará las actualizaciones a partir del primero

Tanto la información reportada como el resumen deberán estar disponibles para consulta de la Unidad Ejecutora, para la ejecución de maniobras en los plazos señalados en el mencionado artículo se ajustará el número de días hábiles siguientes a la fecha mencionada. El LAC aplicará las actualizaciones a partir del primero

5.1.4 REGLAMENTO PARA EL REPORTE DE EVENTOS.

El reporte de eventos debe realizarse teniendo en cuenta las disposiciones que a continuación se establecen.

5.1.4.1 RESPONSABILIDAD DEL REPORTE DE INFORMACIÓN. <Numeral modificado por el artículo [11](#)>

Los agentes deberán realizar el reporte de eventos de acuerdo con lo establecido en el artículo [11](#). En la ejecución de maniobras en los plazos señalados en el mencionado artículo se ajustará el número de días hábiles siguientes a la fecha mencionada. El LAC aplicará las actualizaciones a partir del primero

Los OR son los responsables de la recolección y el reporte de la información de eventos y la requerirán directamente a los agentes que operan los activos. La información será reportada por quien los opera, y en el respectivo contrato de servicios que se establecerá entre el OR y el agente. La información deberá ser reportada al CND. En todo caso, el responsable de la calidad y la oportunidad de la información reportada al CND.

están remunerando los activos.

Cuando un activo sea remunerado a dos o más OR, estos deberán acordar cuál de ellos se encargará hábiles siguientes a la fecha de inicio de la aplicación de las disposiciones de calidad del STR. Para encargado del reporte de información se deberá poner en conocimiento del CND junto con la declar

En caso de no existir acuerdo entre los OR a quienes se les remunera el activo compartido o que no reporte de la información de todo el activo y ii) cuando se reciba información de los dos OR y la mi

Para activos nuevos, el OR, o quien los opere, deberá reportar los eventos en la forma dispuesta en

Notas de Vigencia

- Numeral modificado por el artículo [17](#) de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican al No. 50.929 de 17 de abril 2019

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

5.1.4.1 Responsabilidad del reporte de información

Los agentes deberán realizar el reporte de eventos de acuerdo con lo establecido en el artículo 11. de la ejecución de maniobras en los plazos señalados en el mencionado artículo se ajustará el nún con lo establecido en este capítulo.

Los OR son los responsables de la recolección y el reporte de la información de eventos. Cuando opera, y en el respectivo contrato de operación podrán precisarse los mecanismos para que el OR oportunidad de la información reportada, a través del sistema dispuesto por el CND para este fin,

Para activos nuevos, el OR, o quien los opere, deberá reportar los eventos en la forma dispuesta e

5.1.4.2 ACTIVOS DEL STR A REPORTAR.

Para los STR se deberán reportar los eventos sobre los activos que conforman los siguientes grupos

- a. Conexión del OR al STN: constituido por el transformador que se conecta al STN, incluye todas remuneradas en la actividad de distribución. Además se consideran dentro de este grupo los transfo en el nivel de tensión 4, junto con las bahías de transformador en este mismo nivel.
- b. Equipos de compensación: constituido por el respectivo equipo de compensación y las bahías qu
- c. Línea del STR: constituido por el circuito que conecta dos subestaciones del STR (o más de dos : conexión al STR. Si una línea está conformada por más de un circuito, deberán reportarse por separa
- d. Barraje: constituido por el módulo de barraje y las bahías de acople, transferencia o seccionamie

A partir de la entrada en vigencia de la primera resolución particular aprobada con base en esta met arriba a los que les haga supervisión remota, donde se identifique el tiempo que para esos activos n equipos que adquieren los datos para transmitirlos. Si la supervisión no es directa sino mediante acc tener acceso a este sistema.

Antes de la mencionada fecha, el CND publicará un documento donde indique cómo se llevará a ca las fallas que se incluyan en ese registro.

5.1.4.3 INFORMACIÓN DEL REPORTE DE EVENTOS.

El reporte de eventos deberá contener como mínimo lo siguiente:

- a. activo sobre el cual se presenta el evento,
- b. <Literal modificado por el artículo [18](#) de la Resolución 36 de 2019. El nuevo texto es el siguiente

Notas de Vigencia

- Literal modificado por el artículo [18](#) de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican algunas disposiciones de la Resolución 15 de 2018' 50.929 de 17 de abril 2019

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

- b. fecha y hora de ocurrencia del evento,
- c. <Literal modificado por el artículo [18](#) de la Resolución 36 de 2019. El nuevo texto es el siguiente

Notas de Vigencia

- Literal modificado por el artículo [18](#) de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican algunas disposiciones de la Resolución 15 de 2018' 50.929 de 17 de abril 2019

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

- c. duración del evento teniendo en cuenta los tiempos de ejecución de maniobras establecidos por el proveedor,
- d. la capacidad disponible del activo durante el evento, con base en la estimación de la capacidad disponible,
- e. causa que origina el evento, precisando si corresponde a alguna de las excluidas,
- f. cuando el activo quede no operativo, informar el activo causante,
- g. señalar si el evento obedece a la operación de un esquema suplementario, identificando el respectivo esquema,
- h. diferenciación entre eventos programados y no programados,
- i. número de consignación, cuando aplique,
- j. clasificación según las causas detalladas, acordadas y publicadas por el Consejo Nacional de Operaciones Aéreas (CNOA),
- k. descripción del evento,
- l. <Literal modificado por el artículo [18](#) de la Resolución 36 de 2019. El nuevo texto es el siguiente

Notas de Vigencia

- Literal modificado por el artículo [18](#) de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican algunas disposiciones de la Resolución 15 de 2018' 50.929 de 17 de abril 2019

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

1. señalar si se presentó demanda no atendida.

El reporte deberá hacerse únicamente sobre el activo en el que recaiga el evento, por lo tanto, por el de su grupo de activos.

El CNO deberá mantener publicada y actualizada la lista de causas detalladas, necesarias para que 1 debe hacerse en el plazo que para tal fin se establece, la causa detallada podrá ser modificada dentro de la utilización en el cálculo de las compensaciones ni de los indicadores de calidad establecidos en este anexo.

Cuando se presenten eventos ocasionados por la actuación de esquemas suplementarios de protección, en el nivel de tensión 4, su duración deberá asignarse a los activos que originaron su instalación, sin importar si existen tensiones diferentes al 4. La duración de estos eventos deberá ser igual al mayor de los tiempos de interrupción que se presenten en el sistema. El CNO deberá mantener publicada en su página web la lista con los esquemas suplementarios existentes en el SIN, identificando los que se activan en el nivel de tensión 4, para evitar sobrecargas en circuitos o transformadores remunerados en el nivel de tensión 4.

El CND deberá mantener publicados en su página web los formatos e instrucciones para el reporte de eventos. Si el CND requiere modificar los formatos e instrucciones para el reporte de eventos deberá publicarlos en su página web.

5.1.4.4 VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN.

El CND confrontará la información de eventos que se ingresa a la base de datos con la información disponible en los registros de señales digitales y análogas ante la ocurrencia de eventos, los registros de fallas en transformadores de medida, los registros de consignaciones y el reporte de fallas en transformadores de medida, entre otros.

La confrontación mencionada se realizará de la siguiente manera:

- a. Si el CND identifica discrepancias en el reporte de un evento en cuanto a su duración, para el cálculo de la disponibilidad del activo, se informará al agente causante de la no operatividad.
- b. Si el agente no reporta información sobre el activo involucrado en el evento, o se constatan discrepancias entre el reporte y la información disponible en los sistemas de consulta, se informará al agente causante de la no operatividad.

En el proceso de validación, si el CND encuentra que la indisponibilidad de un activo dejó como resultado una operatividad menor a la establecida en el anexo, se informará al agente causante de la no operatividad.

Después de finalizado el proceso de validación, en el sistema de consulta que habilite el CND, los agentes podrán solicitar ajustes a la información publicada y el CND responderá a la solicitud establecida para tal fin.

La información validada por el CND y, de ser el caso, ajustada según los comentarios de los agentes, se informará al agente causante de la no operatividad.

5.1.4.5 SUPERVISIÓN DE ACTIVOS DEL STR.

Los OR deberán contar con supervisión en tiempo real de los activos del STR a reportar, un sistema de protocolo acordado con el CND.

Las características mínimas de la información a suministrar en tiempo real y de los sistemas de control y monitoreo.

Con la frecuencia que el CND determine, el OR deberá permitirle acceder a la información registrada de los barrajes del nivel de tensión 4o, en el caso en el que el OR no tenga este nivel en su sistema, en los

5.1.4.6 PLAZOS.

Tabla 4. Plazos para realizar procedimientos

Para realizar los procedimientos descritos en el presente capítulo se tendrán en cuenta los siguientes:

Actividad
Ingreso de reporte de eventos
Validación y publicación de listado de inconsistencias
Solicitud de modificación de información
Respuesta a solicitudes de modificación

El CND precisará, en su página web, mayores plazos para el "Ingreso de reporte de eventos" de aquella desatención de la demanda de energía cuya magnitud sea superior al 10% de la demanda del SIN.

Para modificación de reportes de eventos, solamente se atenderán las solicitudes presentadas dentro de:

5.1.5 MÁXIMAS HORAS ANUALES DE INDISPONIBILIDAD. <Numeral modificado por el artículo 19 de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican al Artículo 50.929 de 17 de abril 2019>

Los siguientes grupos de activos utilizados en la prestación del servicio de distribución de energía establecen las máximas horas anuales de indisponibilidad, MHAI, que se definen para los grupos de activos identificados:

Tabla 5. Máximas horas anuales de indisponibilidad

Grupos de Activos
Conexión del OR al STN
Equipo de compensación
Línea del STR
Barraje sin bahías de maniobra
Barraje con bahías de maniobra

Para los grupos de activos "conexión del OR al STN", "equipo de compensación" y "línea del STR" se diferencian las máximas horas permitidas para barrajes que cuentan con bahías de maniobra y para

El máximo permitido se debe comparar con la suma de las indisponibilidades de los activos que hacen parte de cada grupo.

En subestaciones con configuración de interruptor y medio hacen parte del grupo de activos, tanto los interruptores en anillo como los dos interruptores relacionados con el respectivo activo, así como las indisponibilidades de los activos que estén siendo remunerados en la actividad de distribución.

Para el grupo de activos "Equipo de compensación" el valor de la variable MHAI será igual a 31 horas, lo que se define en esta resolución. Después de este plazo tomará el valor de la Tabla 5.

Notas de Vigencia

- Numeral modificado por el artículo [19](#) de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican al Artículo 50.929 de 17 de abril 2019'

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

5.1.5 Máximas horas anuales de indisponibilidad

Los siguientes grupos de activos utilizados en la prestación del servicio de distribución de energía de máximas horas anuales de indisponibilidad, MHAI, que se definen para los grupos de activos i

Tabla 5 Máximas horas anuales de indisponibilidad

Grupos de Activos	MHAI
Conexión del OR al STN	65
Equipo de compensación	18
Línea del STR	38
Barraje sin bahías de maniobra	15
Barraje con bahías de maniobra	30

Para los grupos de activos 'conexión del OR al STN', 'equipo de compensación' y 'línea del STR' se diferencian las máximas horas permitidas para barrajes que cuentan con bahías de maniobra y para

El máximo permitido se debe comparar con la suma de las indisponibilidades de los activos que el medio hacen parte del grupo de activos tanto el interruptor del lado del barraje como el corte centralizado de los interruptores relacionados con el respectivo activo. Para las subestaciones con estas dos configuraciones de distribución.

5.1.6 AJUSTE DE MÁXIMAS HORAS DE INDISPONIBILIDAD.

Para cada grupo de activos, las máximas horas anuales de indisponibilidad se reducirán en 0,5 hora por solicitud, ii) modificación al programa de mantenimientos, iii) retraso en reporte de eventos de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$MHAIA_{m,gu} = MHAI_{gu} - 0,5 * \left(\sum_{u=1}^{NGU} SCE_{m,u} + \sum_{u=1}^{NGU} CPM_{m,u} + \sum_{u=1}^{NGU} ENR_{m,u} \right)$$

Donde:

MHAIA _{m,gu} :	Máximas horas anuales de indisponibilidad ajustadas del grupo de activos gu.
MHAI _{gu} :	Máximas horas anuales de indisponibilidad del grupo de activos gu.
SCE _{m,u} :	Número acumulado de solicitudes de consignaciones de emergencia, en el grupo de activos gu durante una ventana móvil de doce meses que termina en el mes m.
CPM _{m,u} :	Número acumulado de cambios al programa de mantenimientos, excepto los que se realizan durante una ventana móvil de doce meses que termina en el mes m.
ENR _{m,u} :	Número acumulado de eventos o finalización de maniobras no reportados que conforman el grupo de activos gu durante una ventana móvil de doce meses que termina en el mes m.
NGU:	Número de activos que conforman el grupo de activos gu.

5.1.7 INDISPONIBILIDAD DE LOS ACTIVOS DE USO DEL STR. <Numeral modificado por el

La duración de las indisponibilidades de los activos del STR se medirá en horas, aproximadas al segundo decimal. Al calendario al siguiente se deberá dividir en dos eventos: uno que finaliza a las veinticuatro (24:00) horas del primer día del nuevo mes.

Las horas de indisponibilidad de cada uno de los activos que hacen parte de los grupos de activos e

expresión:

$$HID_{m,u} = \sum_{i=1}^n (H_{i,u} * (1 - CAPD_{i,u}))$$

Donde:

- HID_{m,u}: Horas de Indisponibilidad durante el mes m, del activo u, que pertenece al grupo.
- i: Identificador de la indisponibilidad.
- n: Número total de indisponibilidades del activo u, durante el mes m.
- H_{i,u}: Duración de la indisponibilidad i, para el activo u. Para los mantenimientos programada de finalización.
- FIMA_{i,g,u}: Factor aplicable a bajas con configuración anillo remuneradas con UC de remunerados con las UC del Capítulo [14](#). Tomará un valor igual a 0,5 cuando de servicio. Para cualquier otro caso tomará un valor de 1.
- CAPD_{i,u}: Capacidad disponible del activo u expresada en porcentaje de la capacidad nominal.

Para la aplicación de esta metodología, se tendrá en cuenta la historia de las indisponibilidades del activo y las disposiciones de calidad del STR definida en esta resolución.

Las horas programadas para el mantenimiento de un activo que no sean utilizadas para dicha actividad.

El CND llevará un registro de las horas efectivamente utilizadas en el mantenimiento de cada activo, de acuerdo con lo establecido en el párrafo anterior.

Un mantenimiento puede ser cancelado o reprogramado hasta las 08:00 horas del día anterior al de su realización.

Notas de Vigencia

- Numeral modificado por el artículo [20](#) de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican al numeral 1º del artículo 1º de la Resolución 15 de 2018, de acuerdo con lo establecido en la Resolución 50.929 de 17 de abril de 2019.'

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

5.1.7 Indisponibilidad de los activos de uso del STR

La duración de las indisponibilidades de los activos del STR se medirá en horas, aproximadas al segundo decimal. Si el mes calendario al siguiente se deberá dividir en dos eventos: uno que finaliza a las veinticuatro (24) horas del primer día del nuevo mes.

Las horas de indisponibilidad de cada uno de los activos que hacen parte de los grupos de activos expresión:

$$HID_{m,u} = \sum_{i=1}^n (H_{i,u} * (1 - CAPD_{i,u}))$$

Donde:

HID_{m,u}: Horas de Indisponibilidad del activo u, durante el mes m.

i: Identificador de la indisponibilidad.

n: Número total de indisponibilidades del activo u, durante el mes m.

Hi,u: Duración de la indisponibilidad i, para el activo u. Para los mantenimientos programados es finalización.

CAPDi,u: Capacidad disponible del activo u expresada en porcentaje de la capacidad nominal, d

Para la aplicación de esta metodología, se tendrá en cuenta la historia de las indisponibilidades de

Las horas programadas para el mantenimiento de un activo que no sean utilizadas para dicha activ

El CND llevará un registro de las horas efectivamente utilizadas en el mantenimiento de cada acti previsto en el párrafo anterior.

Un mantenimiento puede ser cancelado o reprogramado hasta las 08:00 horas del día anterior de l

5.1.8 ESTIMACIÓN DE LA CAPACIDAD DISPONIBLE POR UN EVENTO.

Para determinar la capacidad disponible de un activo tras la ocurrencia de un evento deben tenerse e

a. módulo de baraje: si la unidad constructiva queda parcialmente disponible se considera que la ca

b. líneas, transformadores, unidades de compensación: la capacidad disponible es la capacidad real en casos de líneas con conexiones en T, la capacidad disponible de la línea equivale a la proporción qu multiplicada por la capacidad nominal de la línea,

c. <Literal modificado por el artículo [21](#) de la Resolución 36 de 2019. El nuevo texto es el siguiente> la capacidad disponible de las bahías del diámetro se determina así: i) ante la indisponibilidad de uno de los interruptores del diámetro respectiva es el 33% de la capacidad nominal; ii) ante la indisponibilidad del corte central, la capacidad disponible es el 67% de la capacidad nominal; iii) ante la indisponibilidad del corte central y de uno de los interruptores del diámetro, la capacidad disponible es el 33% de la capacidad nominal; iv) ante la indisponibilidad simultánea de los dos interruptores diferentes al corte central, que forman parte de la bahía, se considera que la capacidad disponible es el 0 %.

Notas de Vigencia

- Literal modificado por el artículo [21](#) de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican algunas disposiciones de la Resolución 50.929 de 17 de abril 2019

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

c. bahías de interruptor y medio: la capacidad disponible de las bahías del diámetro se determina así: i) ante la indisponibilidad de uno de los interruptores del diámetro, la capacidad disponible de la bahía respectiva es el 33% de la capacidad nominal; ii) ante la indisponibilidad de las bahías asociadas al diámetro es el 67% de la capacidad nominal; iii) ante la indisponibilidad del corte central, la capacidad disponible es el 33% de la capacidad nominal; iv) ante la indisponibilidad simultánea de los dos interruptores diferentes al corte central, que forman parte de la bahía, se considera que la capacidad disponible es el 0 %.

d. Para los demás activos se considera que la capacidad disponible es el 0 % o el 100 % de la capacidad nominal.

5.1.9 EVENTOS EXCLUIDOS.

No se incluirán en el cálculo de las horas de indisponibilidad, HIDm,u, del activo ni de la variable C a continuación, siempre y cuando se cumplan las reglas que se establecen en este numeral.

a. Eventos programados por trabajos de expansión o reposición en la red, tal como se definen en el siguientes reglas:

i. El OR informa por escrito al CND acerca de la conexión de los nuevos activos con una anticipaci

ii. Junto con la solicitud, el agente informa al CND sobre los activos requeridos para la incorporación que se requiera desconectar para que estos soliciten las consignaciones necesarias al CND, si se requiere en la regulación vigente para la coordinación de consignaciones en el SIN, y declarar como causa la

iii. El tiempo máximo reconocido sin afectar la disponibilidad de los activos relacionados, diferentes maniobras de conexión del activo al SIN más el tiempo durante el cual el proyecto se encuentre en |

b. <Literal modificado por el artículo 5 de la Resolución 199 de 2019. El nuevo texto es el siguiente> razones operativas o consideraciones de calidad o confiabilidad del SIN. El CND indicará los casos de indisponibilidades no serán excluidas cuando las instrucciones del CND se originen por atraso de p

Notas de Vigencia

- Literal modificado por el artículo 5 de la Resolución 199 de 2019, 'por la cual se modifican algunas disposiciones de la Resolución 51.184 de 2 de enero 2020.

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

b. Indisponibilidades de activos que surjan a partir de instrucciones dadas por el CND, por razones en los que imparte instrucción directa para ejecutar maniobras en los activos del STR.

c. Esquemas suplementarios de protección diferentes a los instalados para evitar la sobrecarga de ciertas instalación se haya dado cumplimiento a lo previsto en la regulación.

d. Indisponibilidades originadas en catástrofes naturales, tales como erosión (volcánica, fluvial o glaciaria), terremoto, incendio, inundación, explosión, sabotaje o terrorismo, siempre que se cumplan las siguientes reglas:

i. El OR afectado por el evento deberá declarar oficialmente ante el CND la ocurrencia del mismo y la información de los activos afectados y la manifestación de que cumplió con las demás reglas exigidas superior a los tres (3) días a partir de su ocurrencia, el agente tendrá que informar a los usuarios finales del evento, a través de cualquier medio de comunicación masivo disponible en la región o área afectada.

ii. El OR afectado por el evento deberá establecer el plazo para la puesta en operación de los activos respectivos informes de avance del mismo.

e. Las solicitudes de consignaciones de emergencia, las modificaciones al programa de mantenimiento de los activos definidos en el literal anterior.

f. Las indisponibilidades debidas a mantenimientos mayores que se hayan efectuado con sujeción a la legislación.

g. Las indisponibilidades necesarias para enfrentar las situaciones acontecidas de riesgo de la vida humana en esta situación.

h. Las indisponibilidades originadas en exigencias de traslados, adecuaciones, desconexiones e interrupciones departamentales, organismos estatales competentes en temas de infraestructura y medio ambiente, o ordenamiento territorial; siempre que se cumplan las siguientes reglas:

i. El OR afectado deberá declarar oficialmente al CND, mediante comunicación escrita, la fecha de las instalaciones existentes, detallando los activos afectados, el número de días calendario de la interrupción.

ii. Si se presentan cambios en la duración prevista, el OR lo informará por escrito al CND y anexará los activos del STN.

Las comunicaciones mencionadas en este numeral deberán presentarse dentro del plazo que para tal forma oportuna para que el LAC calcule las compensaciones correspondientes al mes a facturar.

Cuando los eventos de que trata este numeral ocurran en el mismo periodo horario con eventos oca
el procedimiento descrito para tal fin en la Resolución CREG 094 de 2012, o la que la adicione, m
Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de ener

5.1.10 PROCEDIMIENTO PARA LOS MANTENIMIENTOS MAYORES. <Numeral modificado>

El mantenimiento mayor de un activo es el que se realiza por una vez cada seis años y requiere un total de 60 horas para su ejecución. Los activos al que pertenece ese activo.

Los mantenimientos mayores deberán ser reportados en el programa de mantenimientos y ajustarse

El tiempo máximo permitido para el mantenimiento mayor de un activo es de 96 horas cada 6 años
a UC tipo encapsuladas cuyo mantenimiento mayor contará con un tiempo máximo reconocido de 6 años, contados a partir del 1 de enero de 2008. La cantidad de horas que sobrepase las definidas p

El número permitido de horas se puede distribuir a solicitud del OR. La distribución debe hacerse dentro de un total de 30 días calendario. La duración mínima de indisponibilidad solicitada por esta causa del

Para cada día de trabajo, la duración mínima de cada indisponibilidad solicitada deberá ser de ocho horas. Si la duración es menor, se considerará como una indisponibilidad menor. Sin embargo, si por las condiciones de seguridad del SIN se solicita al operador del activo, ante lo cual este último evaluará y tomará la decisión de disminuir la responsabilidad del operador del activo por la gestión del mantenimiento mayor.

Para el caso de un banco de transformadores, el tiempo máximo permitido por mantenimiento mayor puede ser inferior a las fechas diferentes. En este caso, sólo una de las tres indisponibilidades solicitadas podrá ser inferior a las fechas establecidas para el grupo de activos denominado conexión del OR al STN.

Sin perjuicio de lo anterior, un mantenimiento mayor podrá suspenderse por orden del CND si el organismo competente lo así lo determine.

Notas de Vigencia

- Numeral modificado por el artículo [22](#) de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican al numeral 5.1.10 y se adiciona el numeral 5.1.11' publicado en el Diario Oficial el 17 de abril de 2019.

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

5.1.10. Procedimiento para los mantenimientos mayores.

El mantenimiento mayor de un activo es el que se realiza por una vez cada seis años y requiere todos los activos al que pertenece ese activo.

Los mantenimientos mayores deberán ser reportados en el programa de mantenimientos y ajustarlos.

El tiempo máximo permitido para el mantenimiento mayor de un activo es de 96 horas cada 6 años, los cuales están asociados a UC tipo encapsuladas cuyo mantenimiento mayor contará con un tiempo máximo recomendado de 96 horas, que podrá utilizarse una vez cada 6 años, contados a partir del 1 de abril de 2013. La cantidad de horas que se utilicen no se excluye.

El número permitido de horas se puede distribuir a solicitud del OR. La distribución debe hacerse de modo que no se sobrepase un total de 30 días calendario. La duración mínima de indisponibilidad solicitada por el operador no se excluye.

Para cada día de trabajo, la duración mínima de cada indisponibilidad solicitada deberá ser de ocho horas. Si la duración es menor, esta duración puede ser menor. Sin embargo, si por las condiciones de seguridad del SIN se considera que es necesario, el operador podrá solicitar al operador del activo, ante lo cual este último evaluará y tomará la decisión de disponer la responsabilidad del operador del activo por la gestión del mantenimiento mayor.

Para el caso de un banco de transformadores, el tiempo máximo permitido por mantenimiento mayor es de 96 horas en fechas diferentes. En este caso, sólo una de las tres indisponibilidades solicitadas podrá ser inferior a las tres horas de indisponibilidad establecidas para el grupo de activos denominado conexión del OR al STN.

Sin perjuicio de lo anterior, un mantenimiento mayor podrá suspenderse por orden del CND si en su criterio sea necesario y competente.

5.1.11 ACTIVOS QUE ENTRAN EN OPERACIÓN COMERCIAL.

A partir de la fecha de entrada en operación comercial de activos del STR y hasta que se inicie su retiro, se considerarán como activos en operación comercial los que se presenten en la lista de activos que ocasionen ENS.

En consecuencia, a partir de la fecha de entrada en operación comercial de los activos se deberán registrarlos en el sistema y estimarán su magnitud en la forma descrita en la Resolución CREG 094 de 2012, o aquella que la autoridad competente establezca.

El LAC incluirá esta compensación dentro del cálculo de la variable CNEm,u descrita en el numeral 5.1.12.

En todo caso, cuando los activos estén incluidos en la remuneración del STR a través de cargos por indicadores de calidad establecidos en este anexo. Para el cálculo de las horas de indisponibilidad de estos activos se utilizará la fórmula:

5.1.12 VALOR DE REFERENCIA PARA COMPENSACIÓN.

Para calcular el valor de las compensaciones, en caso de requerirse, se utilizará la siguiente fórmula:

$$VHRC_{m,u,j} = \frac{r}{6800} * CR_u * PU_{u,j} * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

<Ver Notas de Vigencia - Modificación temporal al factor de indexación>

Notas de Vigencia

- Consultar la modificación temporal a la que podrán acogerse los OR para el factor de indexación de septiembre de 2022, 'por la cual se permite el cambio de IPP para el cálculo de componentes del c publicada en el Diario Oficial No. 52.162 de 19 de septiembre de 2022.

VHRC _{m,u,j} :	Valor horario de referencia para el cálculo de la compensación del activo u.
r:	Tasa de retorno para la actividad de distribución.
CR _u :	Costo establecido para el activo u de acuerdo con las UC del capítulo 14 de la variable BRAEj,n,0, las dos variables definidas en el numeral 3.1.1 .
PU _{u,j} :	Porcentaje de uso del activo u que se reconoce al OR j.
IPP _{m-1} :	Índice de precios al productor total nacional correspondiente al mes m-1
IPPo:	<Variable modificada por el artículo 23 de la Resolución 36 de 2019 corresponde al índice de precios al productor total nacional correspondiente al mes m corresponde al índice de precios al productor total nacional correspondiente al mes m-1

Notas de Vigencia

- Variable IPPo modificada por el artículo [15](#) y por el artículo [23](#) de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se permite el cambio de IPP para el cálculo de componentes del c publicada en el Diario Oficial No. 52.162 de 19 de septiembre de 2022.

Teniendo en cuenta que el artículo 23 es posterior, el editor procede a incluir este en el texto vigente.

Legislación Anterior

Texto modificado de la Resolución 36 de 2019; Art. 15 :

IPPo: Índice de precios del productor total nacional a diciembre de 2017. Cuando las UC se tome como base el índice de precios al productor total nacional a diciembre de 2007

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

IPPo: Índice de precios al productor total nacional correspondiente a la fecha de corte.

5.1.13 REMUNERACIÓN EN ALGUNOS CASOS DE INDISPONIBILIDAD.

Para los casos de indisponibilidades originadas en catástrofes naturales, tales como erosión (volcánico), inundaciones, sequías, incendios, entre otros, o a actos de terrorismo, la remuneración del activo u en el mes m, para cada mes mi que este se encuentre en indisponibilidad, se calculará de acuerdo con la fórmula:

$$IMRT_{m,u} = \left[1 - \max \left(0, \min \left(1, \frac{1}{6} (mi - 6) \right) \right) \right] * VHRC_{m,u,j} * 720$$

IMRT _{m,u} :	Ingreso mensual temporal para el activo u, en el mes m, mientras el activo u esté en indisponibilidad.
mi:	Número de meses calendario completos transcurridos a partir de la ocurrencia de la indisponibilidad.
VHRC _{m,u,j} :	Valor horario de referencia para el cálculo de la compensación del activo u.

5.1.14 COMPENSACIONES.

5.1.14.1 COMPENSACIONES POR INCUMPLIMIENTO DE LAS METAS.

Las compensaciones que deberán ser asumidas por el OR o los OR responsables de los activos que superen las máximas horas anuales de indisponibilidad ajustadas, MHAIA, se calcularán con base en la fórmula:

$$HIDA_{m,gu} = \sum_{u=1}^{NGU} \sum_{ma=m-11}^m HID_{ma,u}$$

Si para el grupo de activos gu en el mes m se obtiene que $HIDA_{m,gu} \leq MHAIA_{m,gu}$ entonces las hor

Por el contrario, si para el grupo de activos gu en el mes m se obtiene que $HIDA_{m,gu} > MHAIA_{m,gu}$

$$HC_{m,gu} = \max(0, HIDA_{m,gu} - MHAIA_{m,gu} - THC_{m-1,gu})$$

$$THC_{m-1,gu} = \sum_{ma=m-11}^{m-1} HC_{ma,gu}$$

La compensación para cada activo u por incumplimiento de los máximos permitidos de indisponibi

$$CIM_{m,u} = HC_{m,gu} * VHRC_{m,u,j}$$

Donde:

$HIDA_{m,gu}$:	Horas de indisponibilidad acumulada del grupo de activos gu, en un p
$HID_{m,u}$:	Horas de indisponibilidad de cada uno de los activos u que conforman el grupo de activos gu.
ma :	Mes o meses anteriores al mes m.
NGU :	Número de activos que conforman el grupo de activos gu.
$HC_{m,gu}$:	Horas a compensar por el grupo de activos gu al cual pertenece el activo u.
$MHAIA_{m,gu}$:	Meta de indisponibilidad anual ajustada del grupo de activos gu, calculada en el numeral 5.1.2.
$THC_{m-1,gu}$:	Total de horas compensadas por el grupo de activos gu, en un periodo anterior de 11 meses.
$CIM_{m,u}$:	Compensación por incumplimiento de metas, para cada uno de los activos que conforman el grupo de activos gu.
$VHRC_{m,u,j}$:	Valor horario de referencia para el cálculo de la compensación del activo u.

Las compensaciones se calculan para los activos enunciados en el numeral [5.1.2](#)

5.1.14.2 COMPENSACIONES POR DEJAR NO OPERATIVOS OTROS ACTIVOS O POR ENERGÍA NO SUMINISTRADA

Un evento en un activo puede generar energía no suministrada, ENS, o puede dejar otros no operativos. La disponibilidad de los activos quedará afectada cuando, a pesar de estar disponibles, dichos activos no puedan operar debido a la indisponibilidad causada por el evento.

La compensación CNE del activo u, para cada mes m, que deberá ser asumida por el OR responsable de la disponibilidad de los activos quedados no operativos o que se presente ENS se calcula con:

$$CNE_{m,u} = \sum_{i=1}^n CNE_{i,m,u}$$

Donde:

$CNE_{m,u}$:	Compensación del activo u, en el mes m, por energía no suministrada y/o por disponibilidad.
$CNE_{i,m,u}$:	Compensación del activo u, por la indisponibilidad i, en el mes m, por energía no suministrada y/o por disponibilidad.

Para determinar el valor de la compensación $CNE_{i,m,u}$ se utilizará una de las siguientes tres condiciones:

- Si para el grupo de activos gu al que pertenece el activo u, en el mes m, las horas de indisponibilidad ajustadas ($HIDA_{m,gu} = MHAIA_{m,gu}$) y el porcentaje de energía no suministrada, $PENS_{j,h}$, es inferior al 10%, la compensación CNE para la indisponibilidad i, es igual a cero.

b. Si para el grupo de activos gu al que pertenece el activo u, en el mes m, las horas de indisponibilidad ($HIDA_{m,gu} > MHAIA_{m,gu}$) y el porcentaje de energía no suministrada, $PENS_{j,h}$, es inferior al porcentaje de compensación CNE se obtiene de la siguiente forma:

$$CNE_{i,m,u} = \sum_{r=1}^n (VHRC_{m,r,j} * H_{i,r})$$

c. Si durante la indisponibilidad i, del activo u, para alguna de las horas de duración de la indisponibilidad definido en el numeral 3.4 de la Resolución CREG 094 de 2012, el valor de la compensación CNE

$$CNE_{i,m,u} = \max \left((ENS_i * CRO); \sum_{r=1}^n (VHRC_{m,r,j} * H_{i,r}) \right)$$

En las fórmulas de este numeral se utilizan las siguientes variables:

$PENS_{j,h}$:	Porcentaje de la energía no suministrada, calculado de acuerdo con lo establecido en el numeral 5.1.12 .
$VHRC_{m,r,j}$:	Valor horario de referencia del activo r que quedó no operativo por la indisponibilidad i, definido en el numeral 5.1.12 .
$H_{i,r}$:	Número de horas de no operatividad del activo r causadas por la indisponibilidad i.
ENS_i :	Valor de la energía no suministrada de la indisponibilidad i, corresponde a la Resolución CREG 094 de 2012.
CRO :	Costo incremental operativo de racionamiento de energía definido y calculado en la variable $CNE_{m,u}$.

El CND calculará la ENS de cada uno de los eventos que se presentan en los activos del STR y elaborará informes y a la cual tenga acceso únicamente la SSPD, para los fines de su competencia.

Sin perjuicio de lo anterior, cuando el valor de PENS supere 2%, la responsabilidad del reporte de la ENS recae en el OR. Si el OR encuentra que hubo algún error en el cálculo, según lo dispuesto para ello en la regulación vigente, el OR podrá reportar una ENS igual a cero. Siempre que el valor sea ajustado, el OR deberá informar los establecidos por este.

Cuando el OR reporte un valor del ENS diferente al calculado por el CND deberá subirlo a una plataforma de informes y a la cual tenga acceso únicamente la SSPD, para los fines de su competencia.

Los reportes recibidos dentro de un mes calendario, serán insumo para el cálculo de la CNE que se establecerá en la regulación.

<Párrafo adicionado por el artículo [24](#) de la Resolución 36 de 2019. El nuevo texto es el siguiente:>

partir de la publicación por parte del CND del informe de ENS, para reportar el valor de la ENS al OR.

Notas de Vigencia

- Párrafo adicionado por el artículo [24](#) de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican algunas disposiciones de la Resolución CREG 094 de 2012, así como se establecen las normas para la elaboración de informes de disponibilidad y no disponibilidad de los sistemas de transmisión y generación, y se dictan otras disposiciones.'

5.1.14.3 VALOR TOTAL A COMPENSAR.

El LAC calculará mensualmente el valor total de compensaciones que se descontará del ingreso mensual.

$$\begin{aligned}
 CSTR_{j,m} = & \sum_{u=1}^{aj} (CIM_{m,u}) + \sum_{u=1}^{aj} [(VHRC_{m,u,j} * 720) - (IMRT_{m,u})] \\
 & + \sum_{u=1}^{aj} (CNE_{m,u}) + CSTRP_{m-1}
 \end{aligned}$$

Donde:

CSTR _{j,m} :	Suma de los valores que debe compensar en el STR el OR j por incumplimiento de metas.
CIM _{m,u} :	Compensación por incumplimiento de metas, del activo u, en el mes m.
VHRC _{m,u,j} :	Valor horario de referencia para el cálculo de la compensación del activo u.
IMRT _{m,u} :	Ingreso mensual temporal para el activo u, en el mes m, mientras el activo u esté operativo.
CNE _{m,u} :	Compensación del activo u, en el mes m, por energía no suministrada o devuelta.
CSTRP _{m-1} :	Valor de las compensaciones del STR que, de acuerdo con lo establecido en el numeral 3.4 de la Resolución CREC, se realizó en el mes anterior.
aj:	Número de activos del OR j que se encuentra en cada una de las situaciones de operación.

5.1.15 INFORME SOBRE ENS.

Cuando la variable PENS_{j,h}, supere el porcentaje definido en el numeral 3.4 de la Resolución CREC, se deberá emitir a las entidades interesadas, un informe donde se haga el análisis detallado del evento ocurrido y contenga:

- a. descripción del evento registrado,
- b. activo causantes del evento,
- c. valores y memoria de cálculo de todas las variables descritas en este capítulo,
- d. para los mercados de comercialización afectados, la curva de potencia activa del periodo horario en el que ocurrió el evento,
- e. el informe final del evento previsto en los acuerdos del CNO.

El informe sobre ENS será elaborado y publicado por el CND, teniendo en cuenta los plazos establecidos en la Resolución CREC. El CND deberá enviar copia de este informe a la SSPD con el fin de aportar información que sirva para la elaboración del informe general.

5.1.16 ZONA EXCLUIDA DE CNE.

Una zona excluida de CNE es la zona del STR que, en condiciones normales de operación, es alimentada únicamente por otro activo del STR. También podrán ser zonas excluidas de CNE, de manera temporal, aquellas zonas que se alimenten únicamente por otros activos que alimentan la zona se encuentren indisponibles por los eventos excluidos de que tanto el activo que alimenta dicha zona como el otro activo del STR alimente dicha zona.

Las zonas del STR que cumplan con las condiciones establecidas en este numeral se denominarán zonas excluidas de CNE. No obstante, no operativos otros activos o por ENS, ante eventos ocasionados por los activos que las conforman.

5.1.16.1 LISTA DE ZONAS EXCLUIDAS DE CNE. <Numeral modificado por el artículo [25](#) de la Resolución CREC.

Para que una zona sea considerada como zona excluida de CNE, el CND verificará que cumple con las siguientes condiciones: en su página web la lista de zonas excluidas de CNE y el conjunto de activos del STR que hacen parte de la misma, el CND los agrupará y conformará una sola zona excluida de CNE.

El CND actualizará la lista cuando se identifique una nueva zona excluida de CNE que cumpla con las condiciones establecidas en el numeral 5.1.16.1.

una de las siguientes causas: i) entró en operación comercial un proyecto que cambia alguna condición ii) el proyecto, definido como viable por la UPME, no entró en operación comercial en la fecha prevista.

Para el caso de las zonas excluidas de CNE de manera temporal, es responsabilidad del OR declarar la condición que se establece en el numeral [5.1.16](#). Para estas zonas deberá seguirse lo establecido en la legislación temporal.

Mensualmente y antes del cálculo de las compensaciones el CND publicará las zonas excluidas de CNE que las conforman. Esta información deberá ser tenida en cuenta por el LAC en la estimación de las compensaciones.

Notas de Vigencia

- Numeral modificado por el artículo [25](#) de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican al numeral No. 50.929 de 17 de abril 2019'

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

5.1.16.1 Lista de zonas excluidas de CNE

Para que una zona sea considerada como zona excluida de CNE, el CND verificará que cumple con las siguientes causas: i) entró en operación comercial un proyecto que cambia alguna condición como tal, o ii) el proyecto, definido como viable por la UPME, no entró en operación comercial en la fecha prevista.

El CND actualizará la lista cuando se identifique una nueva zona excluida de CNE que cumpla con una de las siguientes causas: i) entró en operación comercial un proyecto que cambia alguna condición como tal, o ii) el proyecto, definido como viable por la UPME, no entró en operación comercial en la fecha prevista.

La lista actualizada de zonas excluidas de CNE serán tenidas en cuenta por el LAC en la estimación de las compensaciones, a partir de la fecha de su publicación en la página web del CND la haya publicado en su página de Internet.

Para el caso de las zonas excluidas de CNE de manera temporal, el CND determinará un listado de acuerdo con la condición que se establece en el numeral [5.1.16](#), de acuerdo con la información de eventos registrada en sus bases de datos y que serán tenidas en cuenta por el LAC en la estimación de las compensaciones, a partir de la fecha de su publicación en la página web del CND.

5.1.16.2 PROCEDIMIENTO PARA ESTABLECER ZONAS EXCLUIDAS DE CNE.

El OR identificará la zona excluida de CNE de acuerdo con lo señalado en el numeral [5.1.16](#) y para lo siguiente:

- a. Enviar al CND el diagrama unifilar de la zona excluida de CNE,
- b. Identificar e informar al CND los activos del STR que hacen parte de la zona excluida de CNE.
- c. Presentar a la UPME un estudio de alternativas para mitigar el riesgo de fallas en el suministro de electricidad en la zona de comercialización atendido por el OR. Para esto se deberá tener en cuenta lo siguiente:
 - i. La UPME, con base en los criterios de evaluación para nuevos proyectos en el SIN, definirá la viabilidad planteada por el OR.
 - ii. Si la UPME no considera viable ninguna de las alternativas planteadas y no sugiere otra factible, se procederá a la compensación.
 - iii. Si se tiene una alternativa con el visto bueno de la UPME, el valor a compensar, CNE, empezará su entrada en operación del nuevo proyecto.

d. Enviar al CND copia de la comunicación donde la UPME indique, para cada zona, que el OR ent requirió para definir la viabilidad de las alternativas presentadas.

Las zonas excluidas de CNE que hayan sido identificadas con anterioridad a la entrada en vigencia listado hasta que otro activo del STR alimente dicha zona o hasta la fecha de entrada en operación c

5.1.17 LÍMITE DE LOS VALORES A COMPENSAR.

El LAC deberá tener en cuenta que el valor total a descontar en el mes m, al OR j, por concepto de sistema antes de compensaciones. Si el valor a descontar fuere mayor a dicho porcentaje, el saldo p %. .

Además, la suma del valor de las compensaciones en el STR para cada OR j, en un año calendario, de tensión 4, estimado actualizando la variable IAAj,4,t, definida en el capítulo [3](#), con el IPP de dic

Con el objeto de verificar este límite, el LAC calculará mensualmente para cada OR la siguiente va

$$ACSTR_{j,m} = \sum_{i=1}^m CSTR_{j,i}$$

Donde:

ACSTR_{j,m}: Valor acumulado de las compensaciones en el STR durante los meses tr
CSTR_{j,m}: Suma de los valores que debe compensar en el STR el OR j por incump

Si para un mes m se obtiene que el valor acumulado supera el 30 % del ingreso del nivel de tensión ACSTR_{j,m} no supere el 30% del ingreso anual y la SSPD podrá considerar que la empresa no está

5.2 CALIDAD DEL SERVICIO EN LOS SDL.

La calidad del servicio brindada por un OR será medida en términos de la duración y la frecuencia e indicadores para establecer la calidad media del SDL del OR, así como para establecer la calidad in

En función de las mejoras o desmejoras alcanzadas en la calidad media del sistema con respecto a u incentivos el cual, le permitirá aumentar su ingreso, o disminuirlo, según sea el caso, durante el añ

El esquema de incentivos se complementa con un esquema de compensaciones a los usuarios, el cu dispersión de la calidad prestada por el OR en torno a la calidad media.

En este capítulo se definen todos los conceptos que se requieren para la aplicación del esquema ant

La aplicación del esquema de incentivos y compensaciones descrito en este numeral no limita los d discontinuidad del servicio.

En caso de presentarse diferencias en la información utilizada para la aplicación del esquema de i usuarios, estos últimos tienen el derecho que les reconocen los artículos [152](#) y siguientes de la Ley

El esquema de incentivos y compensaciones que se define en esta resolución corresponde al nivel n mejoramiento de la calidad, el cual en concordancia con lo dispuesto por los artículos [58](#) y [59](#) de La

Para efectos de cumplir con la obligación prevista en el artículo [136](#) de la Ley 142 de 1994, o cualq cualquiera de los siguientes escenarios:

- a. ser sujeto de incentivo negativo ya sea por no haber alcanzado las metas de calidad media establecidas
- b. tener al menos un usuario cuyo DIU o FIU es mayor a 360, horas o 360 veces, según corresponda
- c. pagar compensaciones totales en un año que sobrepasen el 5% del ingreso de la misma vigencia,
- d. no disminuir durante un año la cantidad promedio mensual de usuarios sujetos de compensación
- e. no aprobar la verificación de la cual trata el numeral [5.2.12](#).
- f. no certificar el cumplimiento de requisitos en los términos definidos en el numeral [5.2.10.1](#).

Para la clasificación de los eventos sucedidos en los SDL y la identificación de las exclusiones que aplica lo siguiente:

5.2.1 CLASIFICACIÓN DE LOS EVENTOS.

Teniendo en cuenta que un evento haya sido previsto o no por el OR, se clasifican así:

- a. No programados: Son aquellos eventos en los elementos que componen un SDL que no fueron programados.
- b. Programados: Son aquellos eventos programados por el OR a efectos de realizar expansiones, re mantenimientos correctivos, etc. en sus redes, instalaciones y/o equipos. Estos eventos deben ser informados en cualquier medio de comunicación masivo que garantice su adecuada información. El OR debe de tener una comunicación escrita por parte de la empresa dentro de 72 horas y requerirá una comunicación escrita por parte de la empresa.

5.2.2 EXCLUSIÓN DE EVENTOS.

Para el cálculo de los indicadores de calidad promedio y calidad individual no se tendrán en cuenta las exclusiones siguientes:

- a. Los menores o iguales a tres (3) minutos.
- b. Los debidos a racionamiento programado o a racionamiento de emergencia del sistema eléctrico siempre y cuando así hayan sido definidas por el CND de acuerdo con la regulación de la CREG. Esto se hará de manera anteriormente, con el fin de que los excluyan del cálculo de los indicadores. Esta información será considerada como una exclusión.
- c. Los causados por eventos de activos pertenecientes al STN y al STR. El CND mantendrá disponible la información para que los excluyan del cálculo de los indicadores. Esta información será el soporte para la validación de los indicadores.
- d. Los eventos requeridos por seguridad ciudadana, solicitados por organismos de socorro o autoridades competentes, durante el proceso de verificación de la información.
- e. Cuando se daña un activo de nivel de tensión 1 de propiedad de un usuario y el usuario informa a la autoridad competente la reparación y la reposición.
- f. Cuando se daña un activo de nivel de tensión 1 de propiedad de un usuario y el OR lo debe reponer sin que el límite establecido para el OR en el literal b del numeral [1.1.4](#) sea superado.
- g. Los debidos a catástrofes naturales, tales como erosión (volcánica, fluvial o glacial), terremotos, etc. La autoridad competente que declaró esta situación para la validación de las exclusiones durante el proceso de verificación de la información informará al comercializador y este a su vez al usuario, la causa del evento y la fecha y hora estimadas.

h. Los debidos a actos de terrorismo. El OR debe mantener el soporte dado por la autoridad competente para la verificación de la información. En un término no mayor a 12 horas el OR debe informar al comercio la recuperación del suministro del servicio de energía eléctrica.

i. Los ocurridos fuera de las horas correspondientes a los "períodos de continuidad" acordados en las exclusiones durante el proceso de verificación de la información.

j. <Literal modificado por el artículo [26](#) de la Resolución 36 de 2019. El nuevo texto es el siguiente> público junto con otro tipo de usuarios, los eventos programados y no programados ocurridos por fin excludidos solo para efectos del cálculo de los indicadores de calidad individual del usuario de alumbrado público.

Para considerar esta exclusión, en el reporte diario de eventos al LAC de que trata el numeral [5.2.1](#) para identificar el usuario se utilizará la información reportada para tal fin en el SUI.

Notas de Vigencia

- Literal modificado por el artículo [26](#) de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican algunos artículos de la Resolución 50.929 de 17 de abril 2019

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

j. Para efectos de contabilizar la calidad del servicio al usuario de alumbrado público, los que lo afectan.

k. Las suspensiones o cortes del servicio por incumplimiento del contrato de servicios públicos por parte del proveedor.

l. Las suspensiones o cortes del servicio por programas de limitación del suministro al comercializante citados anteriormente, con el fin de que los excluyan del cálculo de los indicadores. Esta información será el soporte para la verificación de la información.

m. Eventos originados en exigencias de traslados y adecuaciones de la infraestructura eléctrica por las autoridades competentes en temas de infraestructura y medio ambiente, o demás autoridades, o por proyectos de desarrollo que constancia de estas exigencias, su programación y ejecución real. Esta información será el soporte para la verificación de la información.

n. Los eventos debidos a trabajos de reposición o modernización en subestaciones, siempre que esto sea lo establecido en el capítulo [7](#), y solo si estos eventos han sido informados a la SSPD y a los usuarios.

A la SSPD:

i. A través de los formatos o aplicativos y en los plazos que la SSPD defina para ello, el OR debe reportar la información especificando como mínimo lo siguiente:

a. El programa completo de actividades, incluido en el plan de inversiones aprobado por la CREG concerniente a los trabajos de reposición o modernización en subestaciones.

b. Los circuitos, transformadores y usuarios que se afectarán.

c. Los tiempos previstos de afectación.

d. Reportar las fechas y horas inicial y final estimadas de afectación de la subestación. El tiempo total no debe ser menor a 15 días hábiles.

ii. Mínimo 8 días hábiles antes del primer día de cada mes, mediante comunicación escrita o correo electrónico.

actividades que va a ejecutar durante ese mes. Este cronograma debe contener la siguiente información:

- a. Listado de actividades asociadas al programa de reposición o modernización en subestaciones.
- b. Objetivo específico de cada una de las actividades.
- c. Circuitos, transformadores y número de usuarios que se prevé afectar por cada una de las actividades.
- d. Fecha y hora inicial y final prevista para cada una de las actividades. El tiempo total entre estas fechas no podrá exceder el tiempo establecido en la legislación.

iii. Máximo 3 días hábiles después del último día del mes en el que se finalicen los trabajos, mediante informe de ejecución real del mes de trabajo, el cual debe contener lo siguiente:

- a. Listado de actividades realizadas con el respectivo registro fotográfico.
- b. Circuitos, transformadores y número de usuarios realmente afectados por cada una de las actividades.
- c. Fecha y hora real de inicio y fin de cada actividad. El tiempo real total no podrá exceder el tiempo establecido en la legislación. Las horas de referencia no serán excluidas.

En caso de que un OR no reporte a la SSPD el cronograma previsto y/o el informe de ejecución real del mes de trabajo, tanto no podrá excluir eventos por este concepto.

En caso de que la SSPD lo considere necesario, se podrá solicitar información adicional al OR en relación con:

A los usuarios:

Informar a los usuarios afectados con una anticipación no mayor a ocho días y no menor a 48 horas antes de la afectación. El OR debe de todas formas garantizar el envío automático de un mensaje de texto o de correo electrónico a los usuarios. Cuando los eventos programados afecten cargas industriales, el tiempo de notificación será establecido por la autoridad competente de la empresa.

Los soportes de los eventos excluidos y los anuncios correspondientes a eventos programados, excluyendo los últimos cinco (5) años para consulta de la CREG y para efectos de seguimiento, control y vigilancia de la red.

Ningún evento diferente a los anteriores podrá incluirse como exclusión, a menos que una autoridad competente lo determine.

o. <Literal adicionado por el artículo [27](#) de la Resolución 36 de 2019. El nuevo texto es el siguiente> Excluir de la información a los usuarios que no estén en riesgo de su vida humana, de que trata el numeral [10.6](#) del RETIE. Para su exclusión, el representante legal de la persona o entidad que se encuentre en riesgo de su vida humana hará parte del “documento de soporte del cálculo de los indicadores”, de que trata el numeral [5.2.11](#).

Notas de Vigencia

- Literal adicionado por el artículo [27](#) de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican algunas disposiciones de la Resolución 50.929 de 17 de abril 2019'

5.2.3 CALIDAD MEDIA DEL SISTEMA.

La calidad media del sistema se refiere a la cantidad y duración de los eventos que en promedio afectan la red.

La calidad media del sistema se mide a través de los indicadores que se definen en el numeral [5.2.3](#).

A los OR se les aplicará el esquema de incentivos que se establece en el numeral [5.2.3.2](#), a través de la cual se definirán los indicadores que se evalúan en el numeral [5.2.3.2.1](#).

5.2.3.1 INDICADORES DE CALIDAD MEDIA.

La calidad media anual del OR se mide a través de los indicadores de duración y frecuencia de los eventos.

El indicador SAIDI representa la duración total en horas de los eventos que en promedio percibe cada usuario.

Se establece mediante la siguiente expresión:

$$SAIDI_{j,t} = \sum_{m=1}^{12} \frac{\sum_{i=1}^n (D_{i,u,m} * NU_{i,u,m})}{UT_{j,m}} / 60$$

Donde:

SAID _{Ij,t} :	Indicador de duración promedio por usuario, de los eventos sucedidos en el SDL del OR j en el mes t.
D _{i,u,m} :	Duración en minutos del evento i, sucedido durante el mes m, que afectó al usuario u.
NU _{i,u,m} :	Número de usuarios que fueron afectados por el evento i sucedido durante el mes m.
UT _{j,m} :	Número total de usuarios conectados al SDL del OR j en el mes m.
m:	Mes del año t, con enero = 1, ..., diciembre =12.

El indicador SAIFI representa la cantidad total de los eventos que en promedio perciben todos los usuarios.

Se establece mediante la siguiente expresión:

$$SAIFI_{j,t} = \sum_{m=1}^{12} \frac{\sum_{i=1}^n NU_{i,u,m}}{UT_{j,m}}$$

Donde

SAIF _{Ij,t} :	Indicador de frecuencia promedio por usuario, de los eventos sucedidos en el SDL del OR j en el mes t.
NU _{i,u,m} :	Número de usuarios que fueron afectados por el evento i sucedido durante el mes m.
UT _{j,t} :	Número total de usuarios conectados al SDL del OR j en el mes m.
m:	Mes del año t, con enero = 1, ..., diciembre =12.

Cada OR es responsable del cálculo de estos indicadores y la información que deberá utilizar para el cálculo se vinculación de que trata el literal a del numeral [5.2.10](#).

5.2.3.2 ESQUEMA DE INCENTIVOS A LA CALIDAD MEDIA.

Con base en el desempeño anual de la calidad media de cada OR se debe aplicar un incentivo expresado en función de la duración y la frecuencia de los eventos.

El incentivo tanto por el desempeño medido con el indicador de duraciones SAIDI_{j,t}, como por el indicador de frecuencia SAIFI_{j,t}.

El desempeño anual de la calidad media de cada OR se mide a partir de la comparación de los indicadores de duración y frecuencia, SAIDI_{Mj,t} y SAIFI_{Mj,t}, según en lo establecido en el numeral [5.2.3.2.1](#). El cálculo de los indicadores se basa en los eventos sucedidos en los circuitos y transformadores de los niveles de tensión 2 y 3 y en los transformadores de los niveles de tensión 1.

Los incentivos serán iguales a cero cuando los indicadores anuales de calidad media del sistema se encuentren dentro de los límites establecidos para cada indicador y para cada año, como se muestra a continuación:

- Para el indicador de duración: región cuyo límite superior es igual a 1.005 * SAIDI_{Mj,t} y límite inferior es igual a 0.995 * SAIDI_{Mj,t}.
- Para el indicador de frecuencia: región cuyo límite superior es igual a 1.005 * SAIFI_{Mj,t} y límite inferior es igual a 0.995 * SAIFI_{Mj,t}.

5.2.3.2.1 METAS DE CALIDAD MEDIA. <Numeral modificado por el artículo [28](#) de la Resolución

La meta anual con respecto a la calidad promedio del sistema de cada OR será calculada por la CRI referencia de cada OR, que serán establecidos por la CREG en la resolución particular que apruebe

Para efectos de cumplir con la obligación prevista en el primer inciso del artículo [136](#) de la Ley 142 se refiere el inciso anterior durante dos períodos consecutivos.

La meta para el indicador de duración de los eventos sucedidos en el SDL de cada OR se obtiene con:

$$SAIDI_M_{j,t} = (1 - 0.08) * SAIDI_M_{j,t-1}$$

Donde:

SAIDI_M_{j,t}: Meta del indicador de duración de eventos, en horas al año, a ser alcanzado.

SAIDI_M_{j,t-1}: Meta del indicador de duración de eventos, en horas al año, para el año anterior. Será igual al indicador de referencia, SAIDI_R_j, de que trata el numeral [5.2](#).

La meta para el indicador de frecuencia de los eventos sucedidos en el SDL de cada OR se obtiene con:

$$SAIFI_M_{j,t} = (1 - 0.08) * SAIFI_M_{j,t-1}$$

Donde:

SAIFI_M_{j,t}: Meta del indicador SAIFI, en cantidad de eventos al año, a ser alcanzado.

SAIFI_M_{j,t-1}: Meta del indicador SAIFI, en cantidad de eventos al año, para el año anterior. Será igual al indicador de referencia, SAIFI_R_j, de que trata el numeral [5.2](#).

Sin embargo, el valor mínimo que podrán tomar las metas será el de la respectiva meta de largo plazo.

A los OR que tengan indicadores de referencia de calidad media iguales o inferiores a los indicadores de duración de eventos, obstante, los valores de los indicadores de largo plazo serán considerados como sus indicadores de duración de eventos.

Después del año 5 del periodo tarifario, la CREG estimará y publicará, mediante circular, las metas

Notas de Vigencia

- Numeral modificado por el artículo [28](#) de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican al numeral 5.2 y se establece la vigencia de la Resolución 36 de 2019' (Decreto No. 50.929 de 17 de abril 2019)

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

5.2.3.2.1 Metas de calidad media

La meta anual con respecto a la calidad promedio del sistema de cada OR será calculada por la C de referencia de cada OR, que serán establecidos por la CREG en la resolución particular que apr

Para efectos de cumplir con la obligación prevista en el primer inciso del artículo [136](#) de la Ley 1 que se refiere el inciso anterior durante dos períodos consecutivos.

La meta para el indicador de duración de los eventos sucedidos en el SDL de cada OR se obtiene

$$SAIDI_M_{j,t} = (1 - 0.08) * SAIDI_M_{j,t-1}$$

Donde:

SAIDI_M_{j,t}: Meta del indicador de duración de eventos, en horas al año, a ser alcanzada por el O

SAIDI_M_{j,t-1}: Meta del indicador de duración de eventos, en horas al año, para el año t-1. Para el indicador de referencia, SAIDI_Rj, de que trata el numeral [5.2.5](#).

La meta para el indicador de frecuencia de los eventos sucedidos en el SDL de cada OR se obtien

$$SAIFI_M_{j,t} = (1 - 0.08) * SAIFI_M_{j,t-1}$$

Donde:

SAIFI_M_{j,t}: Meta del indicador SAIFI, en cantidad de eventos al año, a ser alcanzada por el OR j

SAIFI_M_{j,t-1}: Meta del indicador SAIFI, en cantidad de eventos al año, para el año t-1. Para el pri indicador de referencia, SAIFI_Rj, de que trata el numeral [5.2.5](#).

Los indicadores de referencia, SAIDI_Rj y SAIFI_Rj, son calculados por la CREG con base en lc

A los OR que tengan indicadores de referencia de calidad media iguales o inferiores a los indicad No obstante, los valores de los indicadores de largo plazo serán considerados como sus indicador duración y frecuencia.

Después del año 5 del periodo tarifario, esta estimación de las metas de calidad anual de cada OR con excepción de los OR que alcancen las metas de largo plazo, tanto en duración como en núme establecidas en el párrafo anterior.

5.2.3.2.2 INCENTIVOS A LA CALIDAD MEDIA.

Los incentivos debidos al desempeño del OR, medidos con el indicador de duración o con el indica reportados al SUI y con base en las disposiciones que se establecen a continuación.

5.2.3.2.2.1 INCENTIVO POR INDICADOR DE DURACIÓN.

Para el cálculo del incentivo por el indicador de duración se establece la siguiente expresión:

$$IC_SAIDI_{j,t} = If_SAIDI_{j,t} + Iv_SAIDI_{j,t}$$

Donde:

IC_SAIDI _{j,t} :	Incentivo de calidad por duración de eventos, aplicable al OR j durante el año t.
If_SAIDI _{j,t} :	Incentivo fijo por duración de eventos, que obtiene el OR j, durante el año t.
Iv_SAIDI _{j,t} :	Incentivo variable por duración de eventos, que obtiene el OR j, durante el año t.

Para determinar el valor del incentivo fijo, If_SAIDI_{j,t}, se debe utilizar el indicador de calidad SAII

- a. Si el SAIDI_{j,t-1} se encuentra dentro de los límites de la banda de indiferencia de su meta para el año t-1
- b. Si el SAIDI_{j,t-1} es menor que el límite inferior de la banda de indiferencia de su meta para el año t-1

$$If_SAIDI_{j,t} = 0,04 * \sum_{n=1}^3 BRAEN_{j,n,t-1}$$

Donde:

BRAEN _{j,n,t-1} :	Base regulatoria de activos eléctricos nuevos del OR j en el nivel n para el año t-1.
----------------------------	---

- c. Si el SAIDI_{j,t-1} es mayor que el límite superior de la banda de indiferencia de su meta para el año t-1

$$If_SAIDI_{j,t} = -0,04 * \max \left(0,04 * \sum_{n=1}^3 Crr_{j,n} , \sum_{n=1}^3 BRAEN_{j,n,t-1} \right)$$

Donde:

Crr _{j,n} :	Costo de reposición de referencia del OR j en el nivel de tensión n.
BRAEN _{j,n,t-1} :	Base regulatoria de activos eléctricos nuevos del OR j en el nivel n para el año t-1.

Para determinar el valor del incentivo variable, Iv_SAIDI_{j,t}, se debe utilizar el indicador de calidad SAII

- e. Si el SAIDI_{j,t-1} se encuentra dentro de los límites de la banda de indiferencia de su meta para el año t-1
- f. <Literal modificado por el artículo 29 de la Resolución 36 de 2019. El nuevo texto es el siguiente> para el año t-1, el Iv_SAIDI_{j,t}, se obtiene utilizando la siguiente expresión:

$$\begin{aligned} Iv_SAIDI_{j,t} &= (0,92 * SAIDI_R_j - SAIDI_CI_{j,t-1}) * \frac{Ivi_SAIDI\ max_{j,t}}{0,92 * SAIDI_R_j - SAIDI_LP} \\ SAIDI_CI_{j,t-1} &= \max(SAIDI_LP, SAIDI_{j,t-1}) \\ Ivi_SAIDI\ max_{j,t} &= 0,04 * \sum_{n=1}^3 BRAEN_{j,n,t-1} \end{aligned}$$

Donde:

SAIDI_Rj:	Indicador de duración de referencia de los eventos sucedidos.
SAIDI_CIj,t-1:	Valor del indicador de duración de eventos utilizado para calcular el límite inferior de la banda de indiferencia.
SAIDIj,t-1:	Indicador de duración de los eventos sucedidos en el SDL 5.2.3.1 .
Ivi_SAIDI maxj,t:	Incentivo variable máximo con respecto al indicador de duración de los eventos sucedidos en el año t-1.
SAIDI_LP:	Meta de largo plazo para el indicador de duración de los eventos sucedidos en el año t-1.

Notas de Vigencia

- Literal modificado por el artículo [29](#) de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican algunas disposiciones de la Resolución 50.929 de 17 de abril 2019'

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

f. Si el SAIDIj,t-1 es menor que el límite inferior de la banda de indiferencia de su meta para el año t-1:

$$Ivi_SAIDI_{j,t} = (SAIDI_R_j - SAIDI_CI_{j,t-1}) * \frac{Ivi_SAIDI\ max_{j,t}}{SAIDI_R_j - SAIDI_LP}$$

$$SAIDI_CI_{j,t-1} = \max(SAIDI_LP, SAIDI_{j,t-1})$$

$$Ivi_SAIDI\ max_{j,t} = 0,04 * \sum_{n=1}^3 BRAEN_{j,n,t-1}$$

Donde:

SAIDI_Rj: Indicador de duración de referencia de los eventos sucedidos en el SDL, en horas al año t-1.

SAIDI_CIj,t-1: Valor del indicador de duración de eventos utilizado para calcular y limitar el límite inferior de la banda de indiferencia.

SAIDIj,t-1: Indicador de duración de los eventos sucedidos en el SDL alcanzado por el OR j en el año t-1.

Ivi_SAIDI maxj,t: Incentivo variable máximo con respecto al indicador de duración de los eventos sucedidos en el año t-1.

SAIDI_LP: Meta de largo plazo para el indicador de duración de los eventos, fijada en 2 horas/año t-1.

g. <Literal modificado por el artículo [29](#) de la Resolución 36 de 2019. El nuevo texto es el siguiente>

Si el SAIDIj,t-1 es mayor que el límite superior de la banda de indiferencia de su meta para el año t-1:

$$Iv_{SAIDIj,t} = (SAIDI_{Mj,t-1} - SAIDI_{CSj,t-1}) * \frac{(Ivs_{SAIDI maxj,t})}{1.84 * SAIDI_{Rj} - SAIDI_{LP} - SAIDI_{Mj,t-1}}$$

$$SAIDI_{CSj,t-1} = \min(SAIDI_{j,t-1}, 1.84 * SAIDI_{Rj} - SAIDI_{LP})$$

$$Ivs_{SAIDImaxj,t} = 0.04 * \max\left(0.04 * \sum_{n=1}^3 Crr_{j,n}, \sum_{n=1}^3 BRAEN_{j,n,t-1}\right)$$

Donde:

SAIDI_Mj,t-1:	Meta de duración de los eventos para el OR j, para el año t-1.
SAIDI_CSj,t-1:	Valor del indicador de duración de eventos utilizado para calcular y limitar el valor superior de la banda de indiferencia.
SAIDI_Rj:	Indicador de duración de referencia de los eventos, en horas.
SAIDI_LP:	Meta de largo plazo para el indicador de duración de los eventos.
SAIDI_{j,t-1}:	Indicador de duración de los eventos alcanzado por el OR j en el año t-1.
Ivs_SAIDI maxj,t:	Incentivo variable máximo con respecto al indicador de duración de los eventos, superior de la banda de indiferencia.
Crrj,n:	Costo de reposición de referencia del OR j en el nivel de tasa de reposición n.
BRAENj,n,t-1:	Base regulatoria de activos eléctricos nuevos del OR j en el año t-1.

Notas de Vigencia

- Literal modificado por el artículo [29](#) de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican algunos artículos de la Resolución 50.929 de 17 de abril 2019'

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

g. Si el SAIDIj,t-1 es mayor que el límite superior de la banda de indiferencia de su meta para el año t-1.

$$Iv_{SAIDIj,t} = (SAIDI_{Mj,t-1} - SAIDI_{CSj,t-1}) * \frac{(Ivs_{SAIDI maxj,t})}{2 * SAIDI_{Rj} - 2 * SAIDI_{LP} - SAIDI_{Mj,t-1}}$$

$$SAIDI_{CSj,t-1} = \min(SAIDI_{j,t-1}, 2 * SAIDI_{Rj} - 2 * SAIDI_{LP})$$

$$Ivs_{SAIDImaxj,t} = 0.04 * \max\left(0.04 * \sum_{n=1}^3 Crr_{j,n}, \sum_{n=1}^3 BRAEN_{j,n,t-1}\right)$$

Donde:

SAIDI_Mj,t-1: Meta de duración de los eventos para el OR j, para el año t-1.

SAIDI_CSj,t-1: Valor del indicador de duración de eventos utilizado para calcular y limitar el valor superior de la banda de indiferencia.

SAIDI_Rj: Indicador de duración de referencia de los eventos, en horas al año, de que trata el numeral.

SAIDI_LP: Meta de largo plazo para el indicador de duración de los eventos, fijada en 2 horas/año.

SAIDI_{j,t-1}: Indicador de duración de los eventos alcanzado por el OR j en el año t-1, calculado como:

Ivs_SAIDI max_{j,t}: Incentivo variable máximo con respecto al indicador de duración de los eventos, dentro de la banda de indiferencia.

Crr_{j,n}: Costo de reposición de referencia del OR j en el nivel de tensión n al inicio del periodo tarifario.

BRAEN_{j,n,t-1}: Base regulatoria de activos eléctricos nuevos del OR j en el nivel de tensión n para el año t-1.

5.2.3.2.2.2 INCENTIVO POR INDICADOR DE FRECUENCIA.

$$IC_SAIFI_{j,t} = If_SAIFI_{j,t} + Iv_SAIFI_{j,t}$$

Donde:

IC_SAIFI_{j,t}: Incentivo de calidad por frecuencia de eventos, aplicable al OR j, durante el año t.

If_SAIFI_{j,t}: Incentivo fijo por frecuencia de eventos, que obtiene el OR j, durante el año t.

Iv_SAIFI_{j,t}: Incentivo variable por frecuencia de eventos, que obtiene el OR j, durante el año t.

Para determinar el valor del incentivo fijo, If_SAIFI_{j,t}, se debe utilizar el indicador de calidad SAIFI_{j,t-1}.

a. Si el SAIFI_{j,t-1} se encuentra dentro de los límites de la banda de indiferencia de su meta para el año t-1:

b. Si el SAIFI_{j,t-1} es menor que el límite inferior de la banda de indiferencia de su meta para el año t-1:

$$If_SAIFI_{j,t} = 0,04 * \sum_{n=1}^3 BRAEN_{j,n,t-1}$$

Donde:

BRAEN_{j,n,t-1}: Base regulatoria de activos eléctricos nuevos del OR j en el nivel de tensión n para el año t-1.

c. Si el SAIFI_{j,t-1} es mayor que el límite superior de la banda de indiferencia de su meta para el año t-1:

$$If_SAIFI_{j,t} = -0,04 * \max \left(0,04 * \sum_{n=1}^3 Crr_{j,n}, \sum_{n=1}^3 BRAEN_{j,n,t-1} \right)$$

Donde:

Crr_{j,n}: Costo de reposición de referencia del OR j en el nivel de tensión n al inicio del periodo tarifario.

BRAEN_{j,n,t-1}: Base regulatoria de activos eléctricos nuevos del OR j en el nivel de tensión n para el año t-1.

Para determinar el valor del incentivo variable, Iv_SAIFI_{j,t}, se debe utilizar el indicador de calidad SAIFI_{j,t-1}.

e. Si el SAIFI_{j,t-1} se encuentra dentro de los límites de la banda de indiferencia de su meta para el año t-1:

f. <Literal modificado por el artículo 30 de la Resolución 36 de 2019. El nuevo texto es el siguiente> Para el año t-1, el Iv_SAIFI_{j,t}, se obtiene utilizando la siguiente expresión:

$$Iv_SAIFI_{j,t} = (SAIFI_R_j - SAIFI_CI_{j,t-1}) * \frac{Ivi_SAIFI\ max_{j,t}}{SAIFI_R_j - SAIFI_LP}$$

$$SAIFI_CI_{j,t-1} = \max(SAIFI_LP, SAIFI_{j,t-1})$$

$$Ivi_SAIFI_{max,j,t} = 0,04 * \sum_{n=1}^3 BRAEN_{j,n,t-1}$$

Donde:

SAIFI_Rj:	Frecuencia de referencia de ocurrencia de los eventos, en cantidad.
SAIFI_CIj,t-1:	Valor del indicador de frecuencia de eventos utilizado para calcular y limitar el valor de la banda de indiferencia.
SAIFI_{j,t-1}:	Indicador de frecuencia de los eventos, alcanzado por el OR j en el año t-1.
Ivi_SAIFI maxj,t:	Incentivo variable máximo con respecto al indicador de frecuencia de los eventos, alcanzado por el OR j en el año t-1.
SAIFI_LP:	Meta de largo plazo para el indicador de frecuencia de eventos, fijada en 9 veces/año.
BRAEN_{j,n,t-1}:	Base regulatoria de activos eléctricos nuevos del OR j en el nivel de tensión n para el año t-1, calculado en 3.1.1.2 .

Notas de Vigencia

- Literal modificado por el artículo [30](#) de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican algunos artículos de la Resolución 50.929 de 17 de abril 2019

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

f. Si el SAIFIj,t-1 es menor que el límite inferior de la banda de indiferencia de su meta para el año t-1:

$$Iv_SAIFI_{t,j} = (SAIFI_R_j - SAIFI_CI_{j,t-1}) * \frac{Ivi_SAIFI\ max_{j,t}}{SAIFI_R_j - SAIFI_LP}$$

$$SAIFI_CI_{j,t-1} = \max(SAIFI_LP, SAIFI_{j,t-1})$$

$$Ivi_SAIFI_{max,j,t} = 0,04 * \sum_{n=1}^3 BRAEN_{j,n,t-1}$$

Donde:

SAIFI_Rj: Frecuencia de referencia de ocurrencia de los eventos, en cantidad, de que trata numerosos artículos.

SAIFI_CIj,t-1: Valor del indicador de frecuencia de eventos utilizado para calcular y limitar el valor de la banda de indiferencia.

SAIFI_{j,t-1}: Indicador de frecuencia de los eventos, alcanzado por el OR j en el año t-1, calculado en [3.1.1.2](#).

Ivi_SAIFI maxj,t: Incentivo variable máximo con respecto al indicador de frecuencia de los eventos, alcanzado por el OR j en el año t-1.

SAIFI_LP: Meta de largo plazo para el indicador de frecuencia de eventos, fijada en 9 veces/año.

BRAEN_{j,n,t-1}: Base regulatoria de activos eléctricos nuevos del OR j en el nivel de tensión n para el año t-1.

g. <Literal modificado por el artículo [30](#) de la Resolución 36 de 2019. El nuevo texto es el siguiente:

Si el SAIFI_{j,t-1}, es mayor que el límite superior de la banda de indiferencia de su meta para el año t-

$$Iv_{SAIFI_{j,t}} = (SAIFI_{M_{j,t-1}} - SAIFI_{CS_{j,t-1}}) * \frac{(Ivs_{SAIFI\ max_{j,t}})}{SAIFI_{M_{j,t-1}}}$$

$$SAIFI_{CS_{j,t-1}} = \min(SAIFI_{j,t-1}, 2 * SAIFI_{R_j} - SAIFI_{LP})$$

$$Ivs_{SAIFI\ max_{j,t}} = 0,04 * \max \left(0,04 * \sum_{n=1}^3 Crr_{j,n}, \sum_{n=1}^3 BRAEN_{j,n,t-1} \right)$$

Donde:

SAIFI_{j,t-1}:

Meta de frecuencia de eventos para el OR j, para el año t-1

SAIFI_{CS_{j,t-1}}:

Valor del indicador de frecuencia de eventos utilizado por el límite superior de la banda de indiferencia.

SAIFI_{R_j}:

Frecuencia de referencia de ocurrencia de los eventos, en el largo plazo.

SAIFI_{LP}:

Meta de largo plazo para el indicador de frecuencia de los eventos.

SAIFI_{j,t-1}:

Indicador de frecuencia de eventos, alcanzado por el OR j en el año t-1.

Ivs_{SAIFI\ max_{j,t}}:

Incentivo variable máximo con respecto al indicador de frecuencia de eventos, superior de la banda de indiferencia.

Crr_{j,n}:

Costo de reposición de referencia del OR j en el nivel de tasa de reposición n.

BRAEN_{j,n,t-1}:

Base regulatoria de activos eléctricos nuevos del OR j en el año t-1. [3.1.1.2](#).

Notas de Vigencia

- Literal modificado por el artículo [30](#) de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican algunas disposiciones de la Resolución 50.929 de 17 de abril 2019

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

g. Si el SAIFI_{j,t-1} es mayor que el límite superior de la banda de indiferencia de su meta para el año t-

$$Iv_{SAIFI_{j,t}} = (SAIFI_{M_{j,t-1}} - SAIFI_{CS_{j,t-1}}) * \frac{(Ivs_{SAIFI\ max_{j,t}})}{SAIFI_{M_{j,t-1}}}$$

$$SAIFI_{CS_{j,t-1}} = \min(SAIFI_{j,t-1}, 2 * SAIFI_{R_j} - SAIFI_{LP})$$

$$Ivs_{SAIFI\ max_{j,t}} = 0,04 * \max \left(0,04 * \sum_{n=1}^3 Crr_{j,n}, \sum_{n=1}^3 BRAEN_{j,n,t-1} \right)$$

Donde:

SAIFI_{M_{j,t-1}}: Meta de frecuencia de eventos para el OR j, para el año t-1.

SAIFI_CSj,t-1: Valor del indicador de frecuencia de eventos utilizado para calcular y limitar el valor de la indiferencia.

SAIFI_Rj: Frecuencia de referencia de ocurrencia de los eventos, en cantidad, de que trata numerosas veces.

SAIFI_LP: Meta de largo plazo para el indicador de frecuencia de los eventos, fijada en 9 veces/año.

SAIFIj,t-1: Indicador de frecuencia de eventos, alcanzado por el OR j en el año t-1, calculado con la fórmula:

Ivs_SAIFI maxj,t: Incentivo variable máximo con respecto al indicador de frecuencia de eventos, de acuerdo con la fórmula:

Crrj,n: Costo de reposición de referencia del OR j en el nivel de tensión n al inicio del periodo tarifario.

BRAENj,n,t,-1: Base regulatoria de activos eléctricos nuevos del OR j en el nivel de tensión n para el año t-1.

5.2.3.2.3 INGRESO ANUAL POR INCENTIVOS DE CALIDAD MEDIA.

Los incentivos obtenidos por el desempeño en la calidad media, que serán aplicados en el ingreso de los servicios.

$$INCC_{j,n,t} = INCD_{j,n,t} + INCF_{j,n,t}$$

$$INCD_{j,n,t} = IC_SAIDI_{t,j} * \frac{BRAE_{j,n,0}}{\sum_{n=1}^3 BRAE_{j,n,0}}$$

$$INCFC_{j,n,t} = IC_SAIFI_{t,j} * \frac{BRAE_{j,n,0}}{\sum_{n=1}^3 BRAE_{j,n,0}}$$

Donde:

INCC _{j,n,t} :	Ingreso anual por incentivos asociados con la calidad del servicio del OR j.
INCD _{j,n,t} :	Ingreso anual por incentivos asociados con la calidad del servicio relativa a la calidad media.
INCFC _{j,n,t} :	Ingreso anual por incentivos asociados con la calidad del servicio relativa a la calidad individual.
IC_SAIDI _{t,j} :	Incentivo de calidad aplicable al OR j, durante el año t del periodo tarifario.
IC_SAIFI _{t,j} :	Incentivo de calidad aplicable al OR j durante el año t del periodo tarifario.
BRAE _{j,n,0} :	Base regulatoria de activos eléctricos del nivel de tensión n, al inicio del año t.

5.2.4 NIVELES DE CALIDAD INDIVIDUAL.

Los niveles de calidad individual del servicio en los SDL se identificarán a través de los indicadores de calidad que definen los niveles mínimos de calidad que deben garantizar los OR, así como los niveles individuales de calidad que se establecen entre los mínimos garantizados y la calidad individual brindada dará lugar a la aplicación del esquema.

5.2.4.1 GRUPOS DE CALIDAD PARA LA MEDICIÓN INDIVIDUAL. <Ver Notas de Vigencia>

Notas de Vigencia

- Establece el artículo 1 de la Resolución 101-19 de 2023, 'por la cual se complementa la Resolución publicada en el Diario Oficial No. 52.447 de 5 de julio de 2023. Rige a partir de su publicación e

(Por favor remitirse a la norma original para comprobar la vigencia del texto que se transcribe a continuación)

'ARTÍCULO 1. Se exceptúan de la exigencia prevista en la Resolución CREG [015](#) de 2018, relativa a la autorización de un municipio para que una empresa pueda solicitar cargos por uso, los siguientes casos:

- a) Cuando una empresa presta servicio en una ZNI y se va a conectar al SIN;
- b) Cuando para un proyecto de expansión de cobertura, desarrollado con recursos asignados por el Fondo de Soluciones Energéticas para Zonas No Interconectadas, IPSE, el Operador de Red del mercado de electricidad no está interesado en asumir dicha prestación; manifestación que debe adjuntarse a la solicitud.

Los grupos de calidad identifican zonas geográficas cuya unidad mínima es el área urbana o rural dentro de la Zona de Ruralidad y del riesgo de falla que podrían tener los circuitos eléctricos allí ubicados debido a la presencia de factores ambientales.

El nivel de ruralidad se define clasificando los municipios en función del número total de sus habitantes y los niveles de ruralidad: zona urbana de los municipios con una población total igual o superior a 100.000 habitantes y zona rural de todos los municipios. La zona rural corresponderá estrictamente con las zonas rurales establecidas como zonas rurales en el plan de ordenamiento territorial (POT) vigente de cada municipio.

El índice de riesgo de falla, IRF, define el riesgo asociado a la posible ocurrencia, severidad y afectación de un evento. Los factores que intervienen en el cálculo del IRF son el tipo de terreno, la precipitación, la elevación sobre el nivel del mar, la densidad de descargas a tierra, los tipos de suelo y el valor del IRF.

Cada grupo de calidad es identificado mediante el nombre grupo xy, en donde la variable x representa el nivel de riesgo y la variable y la severidad del riesgo. La siguiente tabla ilustra la clasificación:

Tabla 6. Grupos de calidad

IR=1	BAJO	=100.0
NIVEL DE RIESGO	BAJO	IRF=22
MEDIO		22<IRF
ALTO		45<IRF

Cada municipio del SIN se clasifica dentro de un grupo de calidad, de acuerdo con el IRF que le corresponde en función del número total de sus habitantes.

Los transformadores pertenecerán al grupo de calidad al cual pertenece el municipio, o la zona del transformador al que se encuentren conectados, independientemente de si el transformador es un aislador.

5.2.4.2 INDICADORES DE CALIDAD INDIVIDUAL.

Los indicadores de calidad individual se establecerán a nivel de usuario.

El indicador DIU representa la duración total de los eventos que percibe cada usuario del SDL de acuerdo con su ubicación.

$$DIU_{u,n,q,m} = \sum_{ma=m-11}^m DIUM_{u,n,q,ma}$$

$$DIUM_{u,n,q,m} = \sum_{i=1}^{IT} D_{i,u,n,q,m}$$

Donde:

$DIU_{u,n,q,m}$: Duración total acumulada en horas de los eventos percibidos por el usuario u de doce meses que termina en el mes m de evaluación.

$DIUM_{u,n,q,m}$: Duración en horas de todos los eventos percibidos por el usuario u, en el mes m de evaluación.

$D_{i,u,n,q,m}$: Duración en horas del evento i que afectó al usuario u conectado al nivel n.

IT: Número total de eventos sucedidos en el mes m.

El indicador FIU representa la cantidad total de eventos que percibe cada usuario del SDL de un OI

$$FIU_{u,n,q,m} = \sum_{ma=m-11}^m FIUM_{u,n,q,ma}$$

$$FIUM_{u,n,q,m} = \sum_{i=1}^{IT} F_{i,u,n,q,m}$$

Donde:

$FIU_{u,n,q,m}$: Número total acumulado de eventos percibidos por el usuario u con doce meses que termina en el mes m de evaluación.

$FIUM_{u,n,q,m}$: Número total de eventos percibidos por el usuario u, conectado al nivel n.

$F_{i,u,n,q,m}$: Evento i que afectó al usuario u conectado al nivel de tensión n, que pertenece al OI.

Para la aplicación del esquema de compensaciones se establecen indicadores de calidad mínima garantizada para los usuarios de los OR, que se mantienen fijas para todos los niveles de tensión, para las 360 horas y en forma agregada para los niveles 2 y 3, y se mantienen fijos para todos los niveles de tensión.

Los indicadores de calidad mínima anual garantizada se expresarán así:

$DIUG_{j,n,q}$: Duración máxima anual en horas de eventos que deben recibir los usuarios del OR j.

$FIUG_{j,n,q}$: Número máximo anual de eventos que deben recibir los usuarios del OR j.

Los indicadores DIUG y FIUG anual para cada OR corresponderán al percentil 85 de la distribución de los mismos, y en cada grupo de calidad, ordenados en forma ascendente en función de las duraciones y en función de los niveles de tensión. El valor de FIUG será mayor a 360 horas o 360 veces, según corresponda.

La CREG definirá el valor de estos indicadores para cada OR con base en la información que se incluya en la documentación de ingreso.

Después del año 5 del periodo tarifario, los indicadores DIUG y FIUG para cada OR que se usarán serán estimados según lo indicado en el numeral [5.2.5](#).

5.2.4.3 ESQUEMA DE COMPENSACIONES. <Numeral modificado por el artículo 31 de la Reso

Para evaluar el cumplimiento de la garantía de calidad y determinar si un usuario debe o no ser compensado, se calculará el indicador FIU_{u,n,q,m}, y serán comparados contra los indicadores de calidad mínima garantizada, DIUG_{j,n,q} y FIUG_{j,n,q} establecidos en el numeral 5.2.5.

Los indicadores de calidad individual anual serán calculados por cada OR a partir de los registros del período de evaluación, y demás información requerida que haya sido reportada al SUI en los formularios que soporte los cálculos correspondientes.

Los criterios y condiciones para determinar el valor de la compensación son los siguientes:

Si en el mes m se obtiene que el indicador DIU_{u,n,q,m} de un usuario es menor o igual al DIUG_{j,n,q} el usuario recibirá compensación si:

$$HC_{u,n,q,m} > 0$$

$$HC_{u,n,q,m} = \max(0, DIU_{u,n,q,m} - DIUG_{j,n,q} - THC_{u,n,q,m-1})$$

$$THC_{u,n,q,m-1} = \sum_{ma=m-11}^{m-1} HC_{u,n,q,ma}$$

Donde:

HC_{u,n,q,m}: Horas de compensación al usuario u, conectado al nivel de tensión n, en el mes m.

HC_{u,n,q,ma}: Horas de compensación al usuario u, conectado al nivel de tensión n, en el mes ma de aplicación de lo dispuesto en este numeral, su valor será igual a cero.

THC_{u,n,q,m-1}: Total de horas compensadas al usuario u, conectado al nivel de tensión n, en los meses anteriores a m-1.

De lo contrario el valor de la variable VCD_f será cero.

Si en el mes m se obtiene que el indicador FIU_{u,n,q,m} de un usuario es menor o igual al FIUG_{j,n,q} el usuario recibirá compensación si:

$$VC_{u,n,q,m} > 0$$

$$VC_{u,n,q,m} = \max(0, FIU_{u,n,q,m} - FIUG_{j,n,q} - TVC_{u,n,q,m-1})$$

$$TVC_{u,n,q,m-1} = \sum_{ma=m-11}^{m-1} VC_{u,n,q,ma}$$

Donde:

$VC_{u,n,q,m}$:	Número de eventos de compensación al usuario u, conectado al nivel
$VC_{u,n,q,ma}$:	Número de eventos de compensación al usuario u, conectado al ní anteriores al primer mes de aplicación de lo dispuesto en este numeral
$TVC_{u,n,q,m-1}$:	Total de eventos compensados al usuario u, conectado al nivel de tens

De lo contrario el valor de la variable VCF_f será cero.

Cuando al corte de un mes un usuario sea sujeto de compensación por uno o por ambos indicadores se estimará utilizando la siguiente expresión:

$$VC_f = VCD_f + VCF_f$$

$$VCD_f = \%_t * Dt_{n,j,m,t} * CEC$$

$$VCF_f = \%_t * Dt_{n,j,m,t} * CEC$$

Donde:

VC_f :	Valor total a compensar al usuario en la factura f.
VCD_f :	Valor a compensar al usuario en la factura f por incumplimiento de la dur
VCF_f :	Valor a compensar al usuario en la factura f por incumplimiento del núme
$\%_t$:	Porcentaje de descuento del cargo de distribución por compensación aplic $t=6, 18\%$ y $t=7,20\%$.
$Dt_{n,j,m,t}$:	Cargo de distribución del nivel de tensión n del OR j para el mes m del aña
CEC :	Consumo estimado a compensar en kWh según factura f.

El consumo estimado a compensar del usuario, CEC, se calcula utilizando la siguiente expresión:

$$CEC = \frac{CF_f}{720 * m_f - EXC_T - DIU_T} * \sum_{m=1}^{m_f} (DIUM_{u,n,q,m}) + m_c * \frac{CF_f}{m_f}$$

Donde:

CF_f :	Consumo facturado al usuario en la factura f en kWh.
EXC_T :	Duración agregada de los eventos excluidos que afectaron al usuario i
DIU_T :	Duración agregada de los eventos no excluidos que afectaron al usur
$DIUM_{u,n,q,m}$:	Según se define en el numeral 5.2.4.2 . Cuando el usuario no sea obje
m_f :	Número de meses facturados en la factura f.
m_c :	Número de meses del período facturado durante los cuales el usuario i

El comercializador será el responsable de calcular y aplicar las compensaciones correspondientes a reportada por el OR al SUI.

Si un usuario sujeto de compensación se encuentra en mora en el mes de aplicación de la compensación independiente las compensaciones efectivamente pagadas y las no pagadas en los formatos que estén durante un año del período tarifario, por encontrarse en mora, será calculada por el LAC con base e

$$CONP_{j,t} = \sum_{um=1}^{nu} \sum_{f=1}^{nf} VC_{f,um,t-1}$$

Donde:

CONP _{j,t} :	Valor total a descontar al OR j en el año t por las compensaciones no pagadas.
VC _{f,um,t-1} :	Valor que se compensaría en la factura f del año t-1 del usuario en mora u.
nu:	Número total de usuarios en mora del año t-1.
nf:	Número total de facturas con compensaciones no pagadas del usuario en t.

Notas de Vigencia

- Numeral modificado por el artículo [31](#) de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican al No. 50.929 de 17 de abril 2019

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

5.2.4.3. Esquema de compensaciones

Para evaluar el cumplimiento de la garantía de calidad y determinar si un usuario debe o no ser compensado, se evaluarán los indicadores DIU_{u,te} y FIU_{u,te} y serán comparados contra los indicadores de calidad mínima garantizada, DIUG_{j,n,q} y FIUG_{j,n,q}, establecidos en el numeral [5.2.3.2](#).

Los indicadores de calidad individual anual serán calculados por cada OR a partir de los registros durante el período de evaluación, y demás información requerida que haya sido reportada al SUI, incluyendo un documento que soporte los cálculos correspondientes.

En cada factura de los usuarios se debe indicar el nivel de calidad mínimo garantizado al cual tiene derecho el usuario en el mes de corte de la factura, DIU_{u,te} y FIU_{u,te}, y los indicadores DIU_{u,n,q,m} y FIU_{u,n,q,m} del correspondiente mes, que informan la calidad de cada uno de los meses cubiertos por la factura.

Los criterios y condiciones para determinar el valor de la compensación son los siguientes:

- Si en el mes m se obtiene que el indicador DIU_{u,n,q,m} de un usuario es menor o igual al DIUG_{j,n,q}, el usuario recibirá una compensación igual a cero.
- Si en el mes m se obtiene que DIU_{u,n,q,m} es mayor o igual al DIUG_{j,n,q} el usuario recibirá una compensación igual a:

$$DIUG_{j,n,q} - DIU_{u,n,q,m} - THC_{u,n,q,m-1} < 0$$

$$THC_{u,n,q,m-1} = \sum_{ma=m-11}^{m-1} HC_{u,n,q,ma}$$

$$HC_{u,n,q,m} = \min(0, DIUG_{j,n,q} - DIU_{u,n,q,m} - THC_{u,n,q,m-1})$$

Donde:

THC_{u,n,q,m-1}: Total de horas compensadas al usuario u, conectado al nivel de tensión n, que per-

De lo contrario el valor de la variable VCD_f será cero.

- Si en el mes m se obtiene que el indicador FIU_{u,n,q,m} de un usuario es menor o igual al FIUG_j, igual a cero.

- Si en el mes m se obtiene que FIU_{u,n,q,m} es mayor o igual al FIUG_{j,n,q} el usuario recibirá com

$$FIUG_{j,n,q} - FIU_{u,n,q,m} - TVC_{u,n,q,m-1} < 0$$

$$TVC_{u,n,q,m-1} = \sum_{ma=m-11}^{m-1} VC_{u,n,q,ma}$$

$$VC_{u,n,q,m} = \min(0, FIUG_{j,n,q} - FIU_{u,n,q,m} - TVC_{u,n,q,m-1})$$

Donde:

TVC_{u,n,q,m-1}: Total de eventos compensados al usuario u, conectado al nivel de tensión n, que

De lo contrario el valor de la variable VCF_f será cero.

Cuando al corte de un mes un usuario sea sujeto de compensación por uno o por ambos indicador utilizando la siguiente expresión:

$$VC_f = VCD_f + VCF_f$$

$$VCD_f = \%_t * Dt_{n,j,m,t} * CEC$$

$$VCF_f = \%_t * Dt_{n,i,m,t} * CEC$$

Donde:

VC_f: Valor total a compensar al usuario en la factura f.

VCD_f: Valor a compensar al usuario en la factura f por incumplimiento de la duración máxima de

VCF_f: Valor a compensar al usuario en la factura f por incumplimiento del número máximo de ev

%t: Porcentaje de descuento del cargo de distribución por compensación aplicable al año t, el cu 20%.

D_{t,n,j,m,t}: Cargo de distribución del nivel de tensión n del OR j para el mes m del año t.

CEC: Consumo estimado a compensar en kWh según factura f.

El consumo estimado a compensar del usuario, CEC, se calcula utilizando la siguiente expresión:

$$CEC = \frac{CF_f}{720 * m_f - EXCT - DIUT} * \sum_{m=1}^{m_f} (DIUM_{u,n,q,m}) + m_c * \frac{CF_f}{m_f}$$

Donde:

CF_f: Consumo facturado al usuario en la factura f en kWh.

EXCT: Duración agregada de los eventos excluidos que afectaron al usuario u durante el período

DIUT: Duración agregada de los eventos que afectaron al usuario u durante el período facturado.

DIUMu,n,q,m: Según se define en el numeral [5.2.4.1](#). Cuando el usuario no sea objeto de comper
mf: Número de meses facturados en la factura f

mc: Número de meses del período facturado durante los cuales el usuario recibe compensación

El comercializador será el responsable de calcular y aplicar las compensaciones correspondientes reportada por el OR al SUI.

Si un usuario sujeto de compensación se encuentra en mora en el mes de aplicación de la compen
las compensaciones efectivamente pagadas y las no pagadas en los formatos que establezca para e
año del período tarifario, por encontrarse en mora, deberá ser reportada por el OR al LAC durante
lo descuento del cargo de distribución por calidad correspondiente al siguiente año.

$$CONP_{j,t} = \sum_{um=1}^n VC_{f,um,t-1}$$

Donde:

CONP_{j,t}: Valor total a descontar al OR j en el año t por las compensaciones no pagadas durante e

VC_{f,um}: Valor a compensar en la factura f del año t-1 del usuario en mora um.

5.2.5 INDICADORES DE REFERENCIA Y DE CALIDAD MÍNIMA GARANTIZADA.

Los indicadores de referencia, SAIDI_Rj y SAIFI_Rj, y los indicadores de calidad mínima garantizada que expida la CREG, a partir de la información contenida en los reportes diarios y trimestral "INDICA", considerando las exclusiones que allí se reportaron, pero excluyendo adicionalmente la información de vinculación de los usuarios a las redes de distribución será obtenida del SUI.

Para el cálculo de los indicadores de referencia de los OR que no reportaron información al sistema se calcula por la relación que resulta de comparar la información con y sin la desagregación de los eventos.

Para las empresas que no reportaron información al sistema INDICA y tampoco reportaron información de referencia son calculados por la CREG como un promedio de los indicadores de referencia de las empresas de nivel 1, por grupo de calidad.

5.2.6 INDICADORES ADICIONALES.

Además de los indicadores de calidad media e individual utilizados para la aplicación del esquema que se describen a continuación.

Estos indicadores adicionales no serán tenidos en cuenta para la aplicación del esquema de incentivos.

5.2.6.1 INDICADORES CON EVENTOS DE CIRCUITOS DE NIVEL DE TENSIÓN 1.

Los OR deben calcular indicadores adicionales de calidad media e individual con la información de los circuitos de tensión 1 más la información de eventos sucedidos en los circuitos de nivel de tensión 1.

Los indicadores adicionales que incluyen eventos de circuitos de nivel de tensión 1, deberán notarse en la aplicación del esquema de incentivos y compensaciones a la calidad.

5.2.6.2 INDICADORES ADICIONALES DE CALIDAD MEDIA.

Los OR y el LAC deben calcular los siguientes indicadores adicionales de calidad media:

a) <Literal modificado por el artículo [32](#) de la Resolución 36 de 2019. El nuevo texto es el siguiente: información de los eventos menores o iguales a tres (3) minutos, como se describe a continuación:

$$MAIFI_{j,t} = \frac{\sum_{i=1}^n NU_{i,t}}{UT_{j,t}}$$

MAIFI _{j,t} :	Indicador de frecuencia momentánea de eventos sucedidos en el SDL del OR
NU _{i,t} :	Número de usuarios conectados al SDL del OR j que fueron afectados por el evento i de duración menor o igual a tres (3) minutos en el año t.
UT _{j,t} :	Número total de usuarios conectados al SDL del OR j en el año t.

Notas de Vigencia

- Literal modificado por el artículo [32](#) de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican algunas disposiciones de la Resolución 50.929 de 17 de abril 2019

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

a) Indicador de frecuencia momentánea de eventos, MAIFI_{j,t}, calculado utilizando la información de los siguientes indicadores:

$$MAIFI_{j,t} = \frac{\sum_{i=1}^n NU_{i,u,t}}{UT_{j,t}} / 60$$

MAIFI_{j,t}: Indicador de frecuencia momentánea de eventos sucedidos en el SDL del OR j, durante el año t.

NU_{i,u,t}: Número de usuarios conectados al activo u que fueron afectados por el evento i de duración menor o igual a tres (3) minutos en el año t.

UT_{j,t}: Número total de usuarios conectados al SDL del OR j en el año t.

b) Indicador de duración promedio de eventos por usuario, CAIDI_{j,t}, calculado como se describe a continuación:

$$CAIDI_{j,t} = \frac{SAIDI_{j,t}}{SAIFI_{j,t}}$$

Donde:

SAIDI _{i,t} :	Indicador de duración promedio de los eventos sucedidos en el SDL del OR i en el año t.
SAIFI _{i,t} :	Indicador de frecuencia promedio de los eventos sucedidos en el SDL del OR i en el año t.

5.2.7 ALUMBRADO PÚBLICO. <Numeral modificado por el artículo [33](#) de la Resolución 36 de 2019>

Los usuarios del servicio de alumbrado público estarán cubiertos por las reglas de calidad del servicio. Si el servicio de alumbrado público se considerará que existe un consumidor de alumbrado público del OR, que no es el usuario final, se aplicarán las reglas de calidad individual y aplicar los incentivos y compensaciones correspondientes.

La sumatoria de las duraciones o de las frecuencias de los eventos sucedidos en cada uno de los tramos de duración se utilizará para efectos de calcular las compensaciones de calidad individual que les son aplicables a los consumidores de alumbrado público.

Notas de Vigencia

- Numeral modificado por el artículo [33](#) de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican al No. 50.929 de 17 de abril 2019

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

5.2.7. Alumbrado público

Al servicio de distribución prestado por el OR para el servicio de alumbrado público, SALP, le a^r transformador al cual se halle conectada una red de alumbrado público se considerará que existe i de realizar la estimación de los indicadores de calidad media para aplicar el esquema de incentivo

Cuando el transformador sea de uso compartido con el SALP, el CALP pertenecerá al nivel de tei utilizar los medidores instalados por el municipio de acuerdo con la obligación establecida en el e consumo debe estimarse con base en el aforo de la carga de la red de alumbrado público conectad

La suma de las compensaciones ocasionadas por el servicio prestado, medido en cada transforma

5.2.8 USUARIOS QUE INYECTAN ENERGÍA A LA RED.

En los contratos de conexión de generación, asociada a excedentes de autogeneración sin excepción que el OR deberá pagar a este usuario cuando la red no esté disponible para inyectar energía genera vigencia de esta resolución, deben ajustarse a lo dispuesto en este artículo. En los reportes de event generación.

5.2.9 CONTRATOS DE CALIDAD EXTRA.

El usuario que lo requiera podrá solicitar al OR la realización de un contrato de calidad extra, medi que el OR se comprometerá a brindarle en forma adicional a los mínimos garantizados establecidos compensaciones que se generarán por el incumplimiento.

La negociación de estos contratos considerará la posibilidad de realizar un acuerdo de mayor pago j acordadas.

Los acuerdos objeto de estos contratos deben tener en cuenta que en todo caso el OR deberá cumpli compensaciones que de estos se derivan, por lo que el acuerdo que se haga en el contrato de calidad se acuerden entre el OR y el usuario.

Para el efecto, dentro un término máximo de seis meses, contados a partir de la entrada en vigencia final de este tipo de contratos, el cual deberá ser informado a cada uno de los clientes y publicados 15 días calendario después de realizada una solicitud por parte de un usuario, el OR deberá enviar c el efecto definan estas entidades. El resultado final de las negociaciones debe ser también enviado a

5.2.10 REQUISITOS DEL ESQUEMA DE INCENTIVOS Y COMPENSACIONES.

Los OR tienen la obligación de cumplir en forma permanente los requisitos que se indican a contin

a. Vinculación de cada usuario a la red de distribución, identificando los elementos a través de los circuitos de nivel de tensión 1, 2 y 3. El OR deberá contar con un procedimiento que garantice la ac de usuarios a la red de distribución, que haga parte de su certificación de gestión de la calidad.

- b. Certificación del sistema de medición y procedimientos de registro y reporte del OR, en el que se
- c. Sistema de gestión de la distribución, DMS.
- d. Telemedición y control automático en elementos de corte y maniobra instalados en todas las cabeceras.
- e. Contar con un segundo equipo instalado en por lo menos el 90% de los circuitos de los niveles de presencia de tensión en el circuito. Este equipo es adicional al mencionado en el literal d anterior.
- f. <Literal modificado por el artículo [10](#) de la Resolución 85 de 2018. El nuevo texto es el siguiente> Contar con un tercero de telemedición, que sea de corte y maniobra y telecontrolado y que estén instalados en por lo menos el 70% de los circuitos de los niveles de tensión 2 y 3. Los OR tendrán entrada en vigencia de esta resolución.

Notas de Vigencia

- Literal modificado por el artículo [10](#) de la Resolución 85 de 2018, 'por la cual se aclaran y corrigen' la Resolución CREG 025 de 2013 o la que la modifique o sustituya. Publicada en el Diario Oficial No. 50.666 de 26 de julio de 2018.

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

- f. Contar con un tercero de telemedición, que sea de corte y maniobra y telecontrolado y que estén instalados en por lo menos el 70% de los circuitos de los niveles de tensión 2 y 3. Los OR tendrán entrada en vigencia de esta resolución.

El OR deberá garantizar que en todo momento los requisitos d, e y f se mantengan operativos por lo menos durante 12 meses.

<Inciso modificado por el artículo 3 de la Resolución 101-32 de 2022. El nuevo texto es el siguiente> La verificación de estos requisitos deberá ser contratada por el OR y realizada por firmantes autorizados en la Resolución CREG 025 de 2013 o la que la modifique o sustituya.

Notas de Vigencia

- Inciso modificado por el artículo 3 de la Resolución 101-32 de 5 de octubre de 2022, 'por la cual se establece la regulación de la calidad del servicio en los Sistemas de Distribución Local', publicada en el Diario Oficial No. 50.666 de 26 de julio de 2018.

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

<INCISO> La verificación de estos requisitos deberá ser contratada por el OR y realizada por firmantes autorizados en la Resolución CREG 025 de 2013 o la que la modifique o sustituya.

Como resultado de la verificación el OR deberá enviar dentro de los plazos y condiciones previstos la documentación seleccionada en el que se certifique, en forma clara y sin ambigüedades, el cumplimiento de los requisitos de calidad definido en la Resolución CREG [097](#) de 2008, el primer informe de verificación debe ser enviado dentro de los 12 meses de la entrada en vigencia de la presente resolución y los informes posteriores deben ser enviados dentro de los 12 meses siguientes de la fecha en la que se modifique o sustituya.

5.2.10.1 CONDICIONES PARA EL CUMPLIMIENTO DE REQUISITOS. <Numeral modificado por el artículo 3 de la Resolución 101-32 de 2022, 'por la cual se establece la regulación de la calidad del servicio en los Sistemas de Distribución Local', publicada en el Diario Oficial No. 50.666 de 26 de julio de 2018>

El cumplimiento de los anteriores requisitos estará sujeto a las siguientes condiciones de verificación: Los OR que han incumplido la aplicación del esquema de calidad establecido en la Resolución CREG 025 de 2013 o la que la modifique o sustituya.

- a) Los OR que al primer día de aplicación de su ingreso aprobado no tengan certificados los requisitos forma inmediata deberán aplicar un incentivo negativo que se calculará de acuerdo con lo que se establecen los máximos valores posibles. Este incentivo negativo se mantendrá hasta el mes en el que el OR certifique la certificación el incentivo será el resultado de la aplicación de las fórmulas de cálculo de los numerosales 5.2.3.2.2.1 y 5.2.3.2.2.2;
- b) Los OR que al primer día de aplicación de su ingreso aprobado tengan certificados los requisitos dentro de un plazo de seis (6) meses a partir de la fecha de entrada en vigencia de su resolución de aprobación de la certificación. Transcurrida esta fecha, sin que se haya certificado el cumplimiento de estos últimos requisitos, en que se establece en los literales c) y g) de los numerales 5.2.3.2.2.1 y 5.2.3.2.2.2, utilizando los máximos valores posibles. Este incentivo negativo se mantendrá hasta el mes en el que el OR certifique el cumplimiento de los requisitos del numeral 5.2.10, exceptuando el literal f). A partir de la certificación recibirá el incentivo calculado de acuerdo con lo que se establece en los numerosales 5.2.3.2.2.1 y 5.2.3.2.2.2”;
- c) Todos los OR tendrán un plazo máximo de quince (15) meses, contados a partir de la entrada en vigencia de la certificación del requisito establecido en el literal f. del numeral 5.2.10. En caso de no contar con la certificación dentro de este plazo, se aplicará un incentivo negativo que se calculará de acuerdo con lo que se establece en los literales c) y g) de los numerales 5.2.3.2.2.1 y 5.2.3.2.2.2. Este incentivo negativo se mantendrá hasta el mes en el que el OR certifique el cumplimiento de este requisito. A partir de la certificación recibirá el incentivo calculado de acuerdo con lo que se establece en los numerosales 5.2.3.2.2.1 y 5.2.3.2.2.2.

Notas de Vigencia

- Numeral modificado por el artículo 11 de la Resolución 85 de 2018, 'por la cual se aclaran y corregirán errores cometidos en la Resolución 15 de 2018'. Publicado en el Diario Oficial No. 50.666 de 26 de julio de 2018.

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

5.2.10.1 Condiciones para el cumplimiento de requisitos

El cumplimiento de los anteriores requisitos estará sujeto a las siguientes condiciones de verificación:

la SSPD para los OR que han incumplido la aplicación del esquema de calidad establecido en la I

a. Todos los OR tendrán un plazo máximo de 24 meses contados a partir de la entrada en vigencia de la certificación del requisito establecido en el literal f del numeral 5.2.10. En caso contrario, a partir de la certificación recibirá el incentivo calculado de acuerdo con lo que se establece en el numeral 5.2.3.2.2.1 y 5.2.3.2.2.2.

b. Los OR que al primer mes del primer año completo de aplicación de su ingreso aprobado no tengan certificado el cumplimiento de los requisitos establecidos en esta resolución, o no hayan certificado el cumplimiento de los requisitos establecidos en esta resolución, estarán sujetos a la aplicación de un incentivo negativo que se calculará de acuerdo con lo que se establece en el numeral 5.2.3.2.2.1 y 5.2.3.2.2.2. Este incentivo negativo se mantendrá hasta el mes en el que el OR certifique el cumplimiento de los requisitos. A partir del inicio del segundo año. A partir de la certificación recibirá el incentivo calculado de acuerdo con lo que se establece en el numeral 5.2.3.2.2.1 y 5.2.3.2.2.2.

5.2.10.2 REMUNERACIÓN DE INVERSIONES PARA CUMPLIMIENTO DE REQUISITOS.

Todos los OR tendrán la obligación de incluir las inversiones necesarias para cumplir los requisitos establecidos en el numeral, en: i) en los planes de inversión que para el primer año presente el OR según lo establecido en la resolución 15 de 2018, el mínimo reconocimiento de inversiones que le aplicará el numeral 3.1.1.1.

Lo anterior, siempre y cuando los activos necesarios no se encuentren dentro del inventario de activos tarifario, según numeral 3.1.1.1.

5.2.11 INFORMACIÓN BÁSICA PARA LA APLICACIÓN DEL ESQUEMA DE INCENTIVOS

La información básica para la aplicación del esquema de incentivos y compensaciones debe ser medida:

5.2.11.1 MEDICIÓN DE LOS EVENTOS.

Los OR deben disponer de dos equipos de corte y maniobra en las redes de los niveles de tensión 2 mencionados debe estar instalado en la cabecera de cada circuito mientras que el segundo debe estar instalado en la cabecera de los circuitos mencionados. Los equipos de corte y maniobra se definen en el numeral [5.2.10](#).

Adicional a los dos equipos de corte y maniobra mencionados, los OR deberán tener instalado en cada uno de los niveles de tensión, que debe estar ubicado con base en los criterios de carga o longitud que el OR determine.

Para los equipos instalados en la cabecera de los circuitos se deberá capturar y registrar tanto las medidas de voltaje y corriente con la respectiva estampa de tiempo en una resolución de un (1) milisegundo. En el caso de los equipos diferentes a la cabecera de los circuitos, como mínimo se deberá capturar y registrar los eventos de medida con una resolución de un (1) milisegundo.

El OR debe garantizar que los equipos se mantengan funcionando el 90% del tiempo y que las estamperas y los protocolos utilizados para su supervisión.

5.2.11.2 REGISTRO DE LA INFORMACIÓN DE LOS EVENTOS.

El sistema de gestión de la distribución, DMS, deberá contar con la capacidad de registro de los eventos de datos, de tal forma que puedan ser utilizados para los procesos de consulta y reporte. El DMS debe integrarse con el sistema de información geográfico, GIS; un sistema de gestión de eventos, OMS; un sistema de informes y reportes de eventos vía telefónica, IVR. Todos estos sistemas deben contar con una plataforma integrada.

La información de eventos debe ser registrada en el OMS con base en la información capturada a través de los sistemas de monitoreo de eventos en circuitos que no sea capturada través de estos equipos y la información de eventos en los sistemas de reporte de eventos hechos por los usuarios a través de la interfaz con el IVR y por las cuadras.

A efectos de garantizar la confiabilidad y la calidad de la medición y de la información resultante, el OR debe establecer procedimientos para el manejo y control del proceso de distribución.

El registro de los eventos debe responder a un procedimiento el cual garantice que, de manera veraz y precisa, se suceden a nivel de circuito, transformador y red de nivel de tensión 1. Para este registro debe haber instalados en los sistemas de monitoreo los equipos de corte y maniobra e indicadores de falla y los reportes hechos por los usuarios y las cuadras.

Los procedimientos de registro deben ser diseñados por cada OR y ser parte del certificado de gestión.

Toda la información registrada en el HIS de cada OR deberá mantenerse salvaguardada y estar disponible para su consulta, vigilancia, control y regulación. Posteriormente a este período, la información deberá ser almacenada y archivada.

La información a registrar para cada evento será la siguiente:

- a. código de evento,
- b. estampa de tiempo de inicio y finalización del evento en una resolución de un (1) milisegundo de medida,
- c. código de elementos afectados, ya sea circuitos de niveles de tensión 1, 2 o 3 o transformadores o interruptores,
- d. causa del evento,

- e. carga total interrumpida o energía no suministrada en kWh por cada evento, y,
- f. de existir, cantidad de energía declarada como disponible que no puedo ser entregada e identifica

La causa del evento mencionado en el literal d debe ser seleccionada del listado de causas que para listado en donde se identifiquen todas las posibles causas de eventos que pueden darse en los SDL : [5.2.1](#) y en caso de que ser excluible, deberá asociase a alguno de los eventos que se identifican en e enviarse a la CREG en un plazo de tres (3) meses contados a partir de la entrada en vigencia de la p

5.2.11.3 REPORTE DE LA INFORMACIÓN DE EVENTOS.

Los OR deben reportar al LAC los eventos sucedidos en las redes y transformadores de los niveles indicadores de calidad que se definen en esta resolución.

A continuación, se describe el procedimiento y los tipos de reporte de información de eventos que c información.

5.2.11.3.1 PROCEDIMIENTO DE REPORTE AL LAC.

A efectos de reportar al LAC la información de eventos, los OR deberán hacerlo a través de un serv establecidos por este.

Es responsabilidad del LAC definir las características que deben cumplir los reportes y archivos de]

El reporte debe realizarse de forma automática desde los DMS (Sistema de Gestión de la Distribuci

El LAC deberá publicar, dentro de los seis (6) meses siguientes a la entrada en vigencia de esta resc especificaciones técnicas y los formatos de reporte.

Los OR y el LAC dispondrán de 18 meses contados a partir de la expedición de la presente resoluci implementaciones acá indicadas, los OR deberán continuar realizando el reporte de eventos, media

En caso de que la SSPD o la CREG así lo requiera, el sistema dispuesto por el LAC deberá estar en definido del reporte diario de información. A través de este requerimiento se podrá solicitar inform

Los eventos de alto impacto, definidos en el artículo 3, deberán ser reportados por los OR a la SSPI

Mientras el sistema dispuesto por el LAC no se encuentre activo, los eventos de alto impacto deber idóneo.

Los requerimientos que se realicen a través del sistema dispuesto por el LAC se harán acorde con la conocer por el LAC a los OR.

5.2.11.3.2 REPORTE DIARIO DE EVENTOS AL LAC.

El OR debe reportar cada uno de los eventos sucedidos en su red durante las 24 horas del día de la contadas a partir de la finalización de cada día.

Con el fin de evitar posibles congestiones en los canales de comunicación y para garantizar la oport 9:00 horas y las 12:00 horas del día siguiente a la operación, la cual podrá rotarse mensualmente en posibles.

Dentro del rango horario establecido por el LAC al OR, este último debe reportar diariamente cada informando para cada uno de ellos:

- a. código de evento,
- b. fecha (dd/mm/aaaa)
- c. hora inicial (hh:mm:ss),
- d. hora final (hh:mm:ss),
- e. código del elemento afectado (transformador de nivel de tensión 1, 2 o 3, o circuito de nivel de tensión 4, 5 o 6).
- f. causa asimilada a alguna de las identificadas en el listado de causas publicado en la circular de la AGENCIA.
- g. En caso de que el evento haya finalizado, se debe indicar con la letra N que el evento no continúa.
- h. Para la aplicación del numeral [5.2.14](#), se debe indicar si el evento debe excluirse del cálculo de indicadores.
- i. Para la aplicación del numeral [5.2.8](#) el OR debe informar si el evento afectó una conexión de generación.

Este reporte debe realizarse en los formatos y condiciones que definidos por el LAC para tal fin.

Los transformadores o circuitos no afectados por algún evento, deben reportarse identificando que no han sido afectados.

El reporte debe ser conservado por el LAC por un periodo mínimo de cinco (5) años, para someterlos a la AGENCIA. Posterior a este período, la información debe ser almacenada en un sistema de archivamiento.

El OR debe utilizar para todos sus reportes el mismo código de elemento asignado para la vinculación.

5.2.11.3.3 AJUSTE AL REPORTE DE EVENTOS ANTE EL LAC.

El OR podrá realizar modificar o eliminar eventos realizados en los reportes diarios cuando hayan ocurrido cambios en la red. Al finalizar cada mes el OR debe entregar al LAC, en los medios que este disponga, la constancia de radicación a la AGENCIA, detallando las causas que generan la modificación o la eliminación de dicho evento.

El LAC no podrá permitir la modificación ni la eliminación de los eventos que el OR no haya incluido en su reporte.

El OR únicamente podrá ajustar sus cálculos de los indicadores de calidad media e individual, cuando haya ajustado su reporte ante el LAC.

5.2.11.3.4 INFORME DE JUSTIFICACIÓN DE AJUSTES A EVENTOS.

Previo a la modificación o eliminación de eventos a las que se refiere el numeral [5.2.11.3.3](#), el OR debe entregar al LAC, en los medios que este disponga, la constancia de radicación a la AGENCIA, detallando las causas que generan la modificación o la eliminación de dicho evento.

En el informe el OR tendrá la carga de detallar, sustentar y probar las causas que causaron la modificación o eliminación de los eventos.

En caso de que el OR no presente ante la SSPD el informe de justificación, este deberá abstenerse de presentar los indicadores de calidad media e individual.

5.2.11.3.5 INFORME DEL LAC.

Dentro de los quince (15) días siguientes a la finalización de cada mes el LAC debe calcular los indicadores de calidad media e individual mensuales realizados por estos y la información reportada al SUI de vinculación de los usuarios a los OR, de la SSPD y de la CREG.

Esta información deberá utilizarse como insumo de comparación durante las verificaciones a la información de los cálculos del LAC y del OR, el OR debe identificarlas y justificarlas dentro del documento de soporte que se establece en el numeral 5.2.10.

5.2.11.4 REPORTE DE INDICADORES, INCENTIVOS Y COMPENSACIONES AL SUI.

La información de los indicadores de calidad media e individual, así como los incentivos y compensaciones reportados por los OR al SUI.

Dentro de los primeros quince (15) días de cada mes el OR debe reportar al SUI los indicadores de calidad media e individual. Los indicadores de calidad media y los incentivos resultantes de la aplicación del esquema deben ser reportados en el mes de febrero del año t+1 y a partir del mes de febrero del año t+1 debe iniciarse un nuevo acumulado con el reporte de los indicadores de calidad adicionales que trata el numeral [5.2.6](#).

Con respecto a los indicadores de calidad individual el OR debe reportarlos al SUI dentro de los primeros quince (15) días de cada mes. Esta información debe ser consultada por el comercializador que atiende al respectivo usuario en el momento de facturando.

El OR debe elaborar un documento de soporte del cálculo de los indicadores de calidad media e individual para la verificación de la información que se establece en esta resolución o para revisión de la SSPD si estuviera pendiente de verificación, si es el caso, mínimo de cinco (5) años.

El comercializador debe reportar las compensaciones aplicadas a cada usuario y todas las variables que intervienen en la medida de energía facturado.

5.2.12 VERIFICACIONES A LA INFORMACIÓN. <Numeral modificado por el artículo 4 de la Resolución 101-32 de 5 de octubre de 2022, 'por la cual se establecen reglas sobre la aplicación de la regulación de la calidad del servicio en los Sistemas de Distribución Local', publicada en el Diario Oficial de la República de Colombia el 12 de octubre de 2022> [5.2.10](#), debe contratarse la verificación a la aplicación del esquema de incentivos y compensaciones, en los términos establecidos en la Resolución 101-12 de 2022.

Los resultados de estas verificaciones deberán ser entregados a la CREG y a la SSPD, con el propósito de sancionar el incumplimiento de los requisitos establecidos en el numeral [5.2.10](#), que se establece en la resolución, en los términos establecidos en la Resolución 101-12 de 2022.

La información original reportada por los OR al LAC deberá poder ser consultada y descargada de acuerdo con lo establecido en la Resolución 101-12 de 2022. El LAC deberá coordinar la forma de hacerlo con cada entidad.

Notas de Vigencia

- Numeral modificado por el artículo 4 de la Resolución 101-32 de 5 de octubre de 2022, 'por la cual se establecen reglas sobre la aplicación de la regulación de la calidad del servicio en los Sistemas de Distribución Local', publicada en el Diario Oficial de la República de Colombia el 12 de octubre de 2022.
- Establece la Resolución 101-12 de 2022, 'por la cual se establecen reglas sobre la aplicación de las auditorías a la información del esquema de calidad del servicio en los Sistemas de Distribución Local', publicada en el Diario Oficial de la República de Colombia el 12 de octubre de 2022.

'ARTÍCULO 1. Las verificaciones de que trata el numeral 5.2.12 de la Resolución CREG 015 de 2013, con respecto a los años 2019 y 2020, deberán realizarse con base en las reglas establecidas en la Resolución 101-12 de 2022, ya que en estos períodos se encuentran pendientes de verificar algunos trimestres del año 2020, estos deberán ser verificados en los períodos establecidos en la Resolución 101-12 de 2022.'

'ARTÍCULO 2. Las verificaciones de que trata el numeral 5.2.12 de la Resolución CREG 015 de 2013, con respecto a los años 2019 y 2020, deberán realizarse con base en las reglas establecidas en la Resolución CREG 025 de 2013, si no se establecen otras en la Resolución 101-12 de 2022.'

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

5.2.12 Verificaciones a la información <Ver Notas de Vigencia - Modificación temporal al factor Adicional a las verificaciones de cumplimiento de los requisitos establecidos en el numeral [5.2.1](#)(eventos sucedidos en su sistema, así como a la aplicación del esquema de incentivos y compensaciones, modifique o sustituya.

Los resultados de estas verificaciones deberán ser entregados a la CREG y la SSPD con el propósito incurrido en conductas sancionables por violaciones a la ley y/o a los actos administrativos a los cuales conductas.

5.2.13 RESPONSABILIDADES DE INFORMACIÓN SOBRE LA CALIDAD EN LOS SDL.

5.2.13.1 RESPONSABILIDADES DE LOS OR.

Los OR tienen las siguientes responsabilidades y obligaciones con respecto al esquema de calidad de los

- a. Asignar los códigos de circuitos, transformadores y usuarios de su red.
- b. Suministrar al comercializador los códigos de vinculación de usuarios a circuitos y transformadores.
- c. Mantener actualizada la vinculación de usuarios a las redes del SDL para garantizar la aplicación de los indicadores de calidad.
- d. Garantizar que cada usuario pueda comunicarse de manera gratuita con el sistema de atención telefónica, la cual debe ser exclusiva para el reporte de los eventos percibidos por el usuario.
- e. Dentro de los plazos establecidos, calcular los indicadores de calidad media y los incentivos correspondientes.
- f. Reportar la información de indicadores e incentivos al SUI, de acuerdo con los requerimientos y plazos establecidos.
- g. Reportar la información de eventos al LAC, de acuerdo con los requerimientos y plazos establecidos.
- h. Mantener permanentemente actualizada y reportada al SUI la base de datos georreferenciada de los eventos que se hayan producido.
- i. Mantener por un término mínimo de cinco años, para efectos de la aplicación de las verificaciones, cada una de las clasificaciones de eventos por exclusión o eliminación realizadas con respecto a sus sistemas.
- j. Las demás responsabilidades y obligaciones establecidas en esta resolución con respecto a la calidad de los servicios.
- k. <Literal adicionado por el artículo [34](#) de la Resolución 36 de 2019. El nuevo texto es el siguiente: "realizar las correspondientes compensaciones de que trata el numeral [5.2.4.3](#), con los requerimientos y plazos establecidos en el numeral [5.2.4.3](#).

Notas de Vigencia

- Literal adicionado por el artículo [34](#) de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican algunas disposiciones de la Resolución 15 de 2018' publicada en el Diario Oficial de la República de Colombia el 50.929 de 17 de abril 2019

5.2.13.2 RESPONSABILIDADES DE LOS COMERCIALIZADORES.

Son responsabilidades y obligaciones del comercializador:

- a. Con base en la información de indicadores reportada por los OR al SUI, calcular las compensaciones que se deriven del esquema de calidad.
- b. En la factura de energía, aplicar los valores a compensar que se deriven del esquema de calidad.
- c. En cada factura que emita el comercializador a sus usuarios deberá presentar la siguiente información:
 - i. Código del circuito y del transformador al cual se encuentra conectado el usuario.
 - ii. Grupo de calidad al cual pertenece el usuario.
 - iii. Indicadores de calidad individual garantizada utilizados en la facturación del mes o meses correspondientes.
 - iv. Indicadores de calidad individual utilizados en la facturación del mes o meses correspondientes de manera discriminada.
- v. <Ordinal modificado por el artículo [35](#) de la Resolución 36 de 2019. El nuevo texto es el siguiente: las variables necesarias para su cálculo, según lo establecido en el numeral [5.2.4.3](#) ($HC_{u,n,q,m}$, VC_u , VC_n , VC_q , VC_m)

Notas de Vigencia

- Ordinal modificado por el artículo [35](#) de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican algunas disposiciones de la Resolución 15 de 2018' (Decreto Legislativo No. 50.929 de 17 de abril 2019)

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

- v. Valor a compensar al usuario cuando sea a lugar.
- vi. Nombre y dirección del OR del sistema al que se conecta el usuario y el número telefónico a través de los cuales se informen los eventos.

5.2.14 CALIDAD EN EMPRESAS O EN REDES QUE SE INTERCONECTEN AL SIN.

5.2.14.1 EMPRESAS QUE SE CONECTAN AL SIN PROVENIENTES DE UNA ZNI.

Las empresas distribuidoras que venían prestando el servicio en una zona no interconectada, ZNI, y que se resolvieron, deberán comenzar a reportar al LAC la información de eventos sucedidos en su sistema.

El nuevo OR contará con un plazo máximo de cinco (5) años, contados a partir de la fecha de entrada en vigor de los requisitos establecidos en el numeral [5.2.10](#). A partir de ese momento el OR deberá dar inicio a la actualización de la información.

Si transcurrido este plazo el OR no ha certificado el cumplimiento de requisitos, a partir del siguiente año se calculará de acuerdo con lo que se establece en el numeral [5.2.3.2](#).

Las metas de calidad media que deberán alcanzar estos OR, para cada año restante del periodo tarifado, se establecerán mediante comunicación escrita, con una antelación mínima de dos meses al inicio de la aplicación del esquema, definidos en el numeral [5.2.3.2.1](#), pero considerando la información reportada durante los últimos veinte (20) días.

5.2.14.2 ZNI QUE SE CONECTA A LA RED DE UN OR DEL SIN.

Cuando la red de una empresa distribuidora que venía prestando el servicio en una ZNI es interconectada al LAC y al SUI pero no será considerada para el cálculo de los indicadores de calidad media y calidad individual utilizados en la facturación del mes o meses correspondientes, hasta que hayan transcurrido cinco (5) años después de su interconexión. Dentro de

medición y telecontrol en los circuitos de la red interconectada, y de vinculación cliente-transforma

Si transcurrido este plazo el OR no ha certificado el cumplimiento de estos requisitos, a partir del siguiente mes se calculará de acuerdo con lo que se establece en el numeral [5.2.3.2](#).

El responsable de la medición, registro y reporte de la calidad y de la aplicación del esquema de indicadores de calidad provenientes de la ZNI. Las metas de calidad media y de calidad individual que deberá alcanzar el OR.

5.2.14.3 CONEXIÓN DE NUEVOS USUARIOS POR AMPLIACIÓN DE COBERTURA. <Numeral modificado por el artículo 1 de la Resolución 101-32 de 5 de octubre de 2022, 'por la cual se modifica el numeral 5.2.14.3'> Si un OR, con el propósito de ampliar la cobertura del SIN, instala nuevas redes para conectar a nuevos usuarios, la cobertura ampliada deberá reportarse al LAC y será considerada para el cálculo de los indicadores de calidad media y de calidad individual que deberá alcanzar el OR.

El OR deberá garantizar que las redes mediante las cuales se dio la ampliación de la cobertura cumplan con los criterios establecidos en el numeral [5.2.3.2](#). Durante todo el año siguiente al verificado, se le aplicará un incentivo negativo máximo que se calculará de acuerdo con lo establecido en el numeral [5.2.3.2](#).

Notas de Vigencia

- Numeral modificado por el artículo 1 de la Resolución 101-32 de 5 de octubre de 2022, 'por la cual se modifica el numeral 5.2.14.3'.

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

5.2.14.3. Si un OR, con el propósito de ampliar la cobertura del SIN, instala nuevas redes para conectar a nuevos usuarios, la cobertura ampliada deberá reportarse al LAC y será considerada para el cálculo de los indicadores de calidad media y de calidad individual que deberá alcanzar el OR.

El OR tendrá un plazo máximo de tres (3) meses para recertificar el cumplimiento de los requisitos establecidos en el numeral [5.2.3.2](#). Si el OR no ha certificado el cumplimiento de estos requisitos, a partir del siguiente mes, y durante todo el año siguiente al verificado, se le aplicará un incentivo negativo máximo que se calculará de acuerdo con lo que se establece en el numeral [5.2.3.2](#).

5.2.15 CALIDAD DE EMPRESAS QUE SE FUSIONAN O SE ESCINDEN.

Cuando una empresa distribuidora que venía prestando el servicio se escinde en dos o más empresas, o se suceden eventos en su correspondiente sistema, a partir de la entrada en vigencia de la resolución.

Cada OR contará con un plazo máximo de seis (6) meses, contados a partir de la fecha de entrada en vigencia de la resolución, para certificar el cumplimiento de los requisitos establecidos en el numeral [5.2.10](#). A partir del momento en que quede en firme la resolución, se calcularán los incentivos y compensaciones establecidos en este capítulo.

Transcurrido el plazo indicado anteriormente, el OR que no haya certificado el cumplimiento de los requisitos establecidos en el numeral [5.2.3.2](#), se le aplicará un incentivo negativo máximo que se calculará de acuerdo con lo que se establece en el numeral [5.2.3.2](#).

Las metas de calidad media que deberán alcanzar estos OR, para cada año restante del periodo tarifado, se calcularán de acuerdo con los criterios establecidos en el numeral [5.2.3.2.1](#), pero considerando los eventos correspondientes a los cambios de situación definidos en el numeral [5.2.3.2.1](#), pero considerando los eventos correspondientes a los cambios de situación.

Las mismas condiciones y criterios establecidos anteriormente aplicarán para el OR resultante de la fusión o escisión.

5.2.16 TRANSICIÓN. <Numeral modificado por el artículo [36](#) de la Resolución 36 de 2019. El numeral 5.2.16 se aplica a los sistemas de distribución local que...

El cambio entre la aplicación de la regulación de calidad del SDL establecida en la Resolución CRI siguientes disposiciones:

a) Es obligación del OR y del comercializador aplicar los incentivos y compensaciones resultantes de la información que reporten los OR hasta el 31 de diciembre de 2018. Esto, sin perjuicio de que su aplicación sea posterior.

Después de la entrada en vigencia de la resolución en la que se le aprueban los ingresos al OR y cuando la Resolución CREG [097](#) de 2008, el OR estará encargado de calcularlos y enviarlos al LAC para que en el mes de aplicación de los ingresos aprobados.

Las compensaciones pendientes deberán aplicarse en la factura de cada usuario en el segundo mes siguiente.

b) Los eventos sucedidos en los SDL a partir del 1 de enero de 2019 deben ser considerados en la aplicación de las disposiciones de calidad.

c) A partir del 1 de junio de 2019 debe iniciarse el reporte de información de eventos, con base en los datos facturados.

d) El reporte de la información de eventos y de indicadores de calidad media e individual de los meses facturados no debe tardar el 30 de agosto de 2019;

e) A partir del mes siguiente al de entrada en vigencia de la resolución en la que se le aprueban los ingresos al OR, se deberá aplicar la regulación de calidad individualizada del periodo facturado. Las compensaciones pendientes de los meses transcurridos desde enero de 2019 hasta la fecha mencionada, hasta que todas sean reconocidas;

f) El OR deberá reportar a la SSPD el plan anual de trabajos de reposición o modernización en subestaciones en la que se le aprueban sus ingresos, ajustado según las disposiciones del literal n del numeral [5.2.](#), a partir de la fecha mencionada y reemplazará en dicho periodo al plan que el OR había reportado con anterioridad.

Notas de Vigencia

- Numeral modificado por el artículo [36](#) de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican al numeral 5.2.16 Transición' publicado en el Diario Oficial No. 50.929 de 17 de abril 2019

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

5.2.16 Transición

A partir del primer día del mes siguiente al de finalización del trimestre al que pertenece el mes en el que se le aprueban sus ingresos, se iniciarse el reporte de información de eventos y la aplicación de las disposiciones de calidad individualizada.

Es obligación del OR y del comercializador aplicar los incentivos y compensaciones resultantes de la información que reporten los OR hasta el 31 de diciembre de 2018. Esto, sin perjuicio de que su aplicación sea posterior.

CAPITULO 6. PLANES DE INVERSIÓN.

Los OR deben presentar el plan de inversión para el periodo tarifario considerando los siguientes tipos:

a. Tipo I: proyectos de inversión motivados en la atención de demanda que ocasionan el remplazo de activos.

b. Tipo II: proyectos de inversión motivados en la atención de demanda que ocasionan la instalación de nuevos activos.

c. Tipo III: proyectos de inversión no motivados en la atención de demanda que remplazan activos.

d. Tipo IV: proyectos de inversión no motivados en la atención de demanda que ocasionan la instalación de servicios.

El OR debe asignar cada uno de los proyectos de inversión a los tipos señalados anteriormente.

6.1 CRITERIOS DE GENERALES.

Los criterios generales que el OR debe aplicar para la formulación y presentación del plan de inversión son:

- a. La identificación, evaluación de alternativas, valoración, priorización y ejecución de los proyectos.
- b. En el plan de inversión se debe analizar, cuantificar y valorar las necesidades de los usuarios y de los proveedores consideradas para la solución de las necesidades identificadas.
- c. El horizonte de planeación del plan de inversión es de largo plazo (diez años) y los proyectos deben cumplir con el horizonte de ejecución de mediano plazo (cinco años).
- d. Todos los proyectos incluidos en el plan deben permitir el cumplimiento de las metas propuestas.
- e. Las metas que se tracen los OR para la expansión, reposición, calidad del servicio y reducción y mejora de costos deben ser realistas y factibles dentro del horizonte del plan y deben corresponder con la situación actual y futura del mercado de comercialización.
- f. Los planes deben ser flexibles y adaptables a la evolución del mercado de comercialización, además de ser viables.
- g. El plan de inversión debe identificar y valorar los beneficios esperados y los costos asociados.
- h. Los proyectos deben contar con una relación beneficio - costo superior a uno, con base en los criterios establecidos en la Resolución CR 1715.
- i. El plan de inversión debe ser económicamente eficiente y conducir a garantizar la prestación del servicio.
- j. El OR debe cumplir los requisitos para los planes de expansión establecidos en la Resolución CR 1715.
- k. El plan debe ser viable ambientalmente y considerar el impacto por la aplicación de la Ley [1715](#).
- l. Las inversiones deben incluir únicamente activos de uso.
- m. El plan de inversiones no debe incluir activos empleados exclusivamente para la prestación del servicio.
- n. El OR podrá incluir en el plan de inversión unidades constructivas especiales para lo cual debe darse cuenta de las normas establecidas en la legislación.
- o. El plan debe identificar, cuantificar y excluir de la valoración los proyectos, bienes o derechos que estén sujetos a la regulación establecida en la Ley 142 de 1994, en los términos que haya sido modificado por el artículo [99](#) de la Ley 1450.
- p. El OR debe incluir en el plan de inversión los activos necesarios para la implementación y certificación de los servicios dentro de los cinco (5) años contados a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución.
- q. Las inversiones Tipo I y II que se realicen en el STR debe tener la aprobación de la UPME de acuerdo con lo establecido en la legislación.
- r. El plan de inversión debe ser integral y en ese sentido debe incluir todos los niveles de tensión de servicio.

6.2 PRESENTACIÓN DE LOS PLANES DE INVERSIÓN. <Numeral modificado por el artículo [1715](#).

En la solicitud de aprobación de ingresos para el siguiente periodo tarifario las empresas pueden optar por:

- a) Presentación de un plan de inversiones con un horizonte de cinco (5) años, correspondientes al periodo tarifario definido en el artículo 5;

b) Presentación de un plan de inversiones, con un horizonte de cuatro (4) años, correspondientes al primer año se calcula de acuerdo con lo establecido en el numeral [3.1.1.2.2](#).

El OR en su solicitud de aprobación de ingresos debe indicar a cuál mecanismo se acoge.

En caso de que el OR no presente su plan de inversión en los plazos establecidos en los literales a) y b) afectación de la calidad, seguridad y confiabilidad del STN, STR o SDL. La Comisión procederá a

Notas de Vigencia

- Numeral modificado por el artículo [12](#) de la Resolución 85 de 2018, 'por la cual se aclaran y corregirán las disposiciones de la Resolución 15 de 2018' publicada en el Diario Oficial No. 50.666 de 26 de julio de 2018.

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

6.2 PRESENTACIÓN DE LOS PLANES DE INVERSIÓN

En la solicitud de aprobación de ingresos y cargos para el siguiente periodo tarifario las empresas

- a. Presentación de un plan de inversiones, con un horizonte de cinco (5) años, con la solicitud de acuerdo con lo establecido en el numeral [3.1.1.2.2](#).
- b. Presentación de un plan de inversiones, con un horizonte de cuatro (4) años, dentro de los 6 a 9 meses siguientes a la fecha de presentación de la solicitud de acuerdo con lo establecido en el numeral [3.1.1.2.2](#).

El OR en su solicitud de cargos debe indicar a qué mecanismo se acoge.

En caso de que el OR no presente su plan de inversión en los plazos establecidos en los literales a) y b) afectación de la calidad, seguridad y confiabilidad del STN, STR o SDL. La Comisión procederá a

6.3 CONTENIDO DE LOS PLANES DE INVERSIÓN.

Los OR deben presentar un plan de inversiones para el periodo 2019 - 2023 indicando para cada año de inversión indicados en este capítulo.

El costo total de cada tipo de inversión debe ser expresado como un porcentaje del costo de reposición.

El plan debe incluir como mínimo la información y los análisis solicitados en los numerales [6.3.1](#), [6.3.2](#) y [6.3.3](#).

El OR debe presentar un cronograma general de las inversiones a realizar y su ubicación geográfica.

Los elementos y aspectos que debe contener el resumen del plan de inversión, así como los requisitos señalados en el artículo 5 de la presente resolución.

6.3.1 DIAGNOSTICO.

El diagnóstico del STR y SDL debe incluir como mínimo los siguientes aspectos:

- a. Estadísticas descriptivas.
- b. Evolución de la demanda.
- c. Cargabilidad de los elementos del sistema.

- d. Capacidad de corto circuito.
- e. Posibilidades de ampliación y reconfiguración de subestaciones.
- f. Perfil de antigüedad de los activos.
- g. Nivel de obsolescencia de los equipos.
- h. Nivel de calidad del servicio.
- i. Sistemas de información y control.

6.3.2 PROYECTOS DE INVERSIÓN MOTIVADOS EN LA ATENCIÓN DE DEMANDA.

Los criterios y lineamientos que deben cumplir los OR para la definición, identificación de alternativas siguientes:

- a. Los proyectos de inversión deben estar acordes con los requerimientos de política pública, el Plan de Generación – Transmisión.
- b. El OR debe emplear para la elaboración del plan de inversión los criterios señalados en el numeral sustituya.
- c. El OR debe analizar por lo menos tres escenarios de crecimiento de la demanda e identificar las i
- d. Se deben asociar a los proyectos de inversión del plan a los escenarios de crecimiento de la demanda son reajustadas.
- e. Las inversiones incluidas en el plan deben responder a las necesidades de crecimiento de la demanda proyecciones de demanda y potencia de la UPME para el horizonte de análisis.
- f. La identificación particular de las alternativas de inversión se debe realizar a partir de modelos de
- g. Para la determinación de los proyectos de expansión el OR deberá considerar por lo menos dos a transformadores, líneas, niveles de tensión fuera de los rangos permitidos, confiabilidad, energía nc
- h. Para la atención de nueva demanda el OR debe clasificar los proyectos considerando si es nueva de atención de demanda. Se deben incluir los proyectos de ampliación de la capacidad existente o de sistema en los niveles de tensión 4, 3 y 2.
- i. En el caso del STR, los proyectos incluidos en el plan de inversión deben corresponder a aquellos reciente y para los cuales la UPME recomienda su ejecución y emita concepto de aprobación al OR lo señalado en la Resolución CREG 024 de 2013 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.
- j. Los proyectos de inversión para el SDL deben ser consistentes con los proyectos identificados y e
- k. El OR debe considerar la probabilidad de atrasos en la ejecución de los proyectos por factores ex
- l. El OR debe presentar un resumen de la metodología empleada para la determinación de las inversiones utilizadas, supuestos, criterios de identificación de alternativas y principales variables empleadas.
- m. Los proyectos de inversión para la expansión de cobertura en las zonas interconectables del área de remuneración de estos proyectos se deben seguir las reglas definidas en el capítulo [13](#).

6.3.3 PROYECTOS DE INVERSIÓN NO MOTIVADOS EN LA ATENCIÓN DE DEMANDA.

Los criterios y lineamientos que debe cumplir el OR para la definición, identificación de alternativas

6.3.3.1 INVERSIONES TIPO III.

El OR debe presentar los proyectos en reposición de activos dentro del plan de inversión de acuerdo:

- a. Los proyectos deben estar orientados a la reposición eficiente de activos con el objetivo de asegurar la continuidad del servicio.
- b. En el plan se deben identificar los activos de los niveles de tensión 4, 3 y 2 que por su estado, nivel de riesgo y probabilidad de falla requieren reposición.
- c. El OR debe clasificar los activos de las subestaciones en activos que requieran ser reemplazados o reparados.
- d. En el caso de los activos de líneas el OR debe clasificar los circuitos que requieren reposición en más de cuatro años.
- e. En el caso de elementos de control y comunicaciones del sistema el OR debe presentar un plan de reposición y mantenimiento.
- f. Las empresas deben priorizar los proyectos de reposición de activos considerando la antigüedad de los activos, la probabilidad de fallas, los ahorros en costos de operación y mantenimiento, entre otros.
- g. En el caso de activos de nivel de tensión 1, los proyectos de reposición de redes y transformadores deben considerar la probabilidad de falla y la reducción de costos, entre otros.
- h. El OR debe realizar un análisis de riesgos para los activos agrupados en las categorías definidas en la norma, para establecer la priorización de los proyectos.
- i. Como resultado de este análisis de priorización se deben obtener los proyectos con mayor impacto en la calidad del servicio, como la reducción de riesgos de falla, operación, etc.
- j. Los proyectos de inversión para el SDL deben ser consistentes con los proyectos identificados y priorizados.
- k. El OR debe considerar la probabilidad de atrasos en la ejecución de los proyectos por factores externos al control del OR.
- l. Se deben presentar análisis de beneficios asociados con la reposición, los beneficios pueden estar relacionados con la reducción de riesgos de falla, etc. Los beneficios pueden obtenerse de la aplicación de análisis de riesgos y la experiencia en la ejecución de proyectos.

6.3.3.2 INVERSIONES TIPO IV.

El OR debe presentar dentro del plan de inversión los proyectos para el mejoramiento en la calidad de los activos de uso del sistema y otras áreas que identifique de acuerdo con los siguientes criterios:

- a. Los proyectos de inversión deben estar orientados al mejoramiento en la calidad del servicio a través de la mejora en la prestación del servicio.
- b. Los OR deben incluir las metas anuales de mejoramiento de la calidad y los proyectos de inversión en instalación de equipos de telecontrol, sistemas de gestión de la distribución, etc.
- c. Los OR que no han entrado en el esquema de calidad definido en la Resolución CREG [097](#) de 2018, deben cumplir los requisitos señalados en esta resolución y demás normas aplicables. En todo caso, el OR debe presentar los proyectos de inversión durante el primer año.
- d. Los requisitos adicionales para la aplicación del esquema de calidad del servicio definidos en esta resolución.

caso, el OR que no presente el plan con la solicitud de aprobación de cargos deberá ejecutar estas ir

e. Los OR podrán presentar proyectos de inversión, requeridos para la reducción de pérdidas de ene medida en transformadores de distribución, transformadores de distribución, etc.

f. Los planes deben contener las inversiones identificadas para la reducción de pérdidas acorde con CPROG.

g. Los proyectos de inversión para el SDL deben ser consistentes con los proyectos identificados y :

6.3.3.3 VALORACIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES.

El valor total del plan de inversión para cada año solicitado por el OR se calcula de la siguiente for

$$INVP_{j,t} = \sum_{n=1}^{N_j} \sum_{TI=1}^4 \sum_{l=1}^L INV_{j,n,TI,l,t}$$

INVP_{j,t}:

Valor total del plan de inversión solicitado por el OR j para el año t.

INV_{j,n,TI,l,t}:

Valor de la inversión del plan del OR j en el nivel de tensión n, en el tip

N_j:

Numero de niveles de tensión del OR j.

L:

Cantidad de categorías de activos.

El valor de la variable INV_{Tj,n,TI,l,t} se calcula de la siguiente forma:

$$INV_{j,n,TI,l,t} = \sum_{i=1}^{UCI_{j,n,TI,l,t}} CR_i * PU_i * FU_i * (1 - RPP_i) + \sum_{i=1}^{SNUCI_{j,TI,l,t}} (CR_i * PU_{j,i} * FU_i * (1 - RPP_i) * Psn_j)$$

INV_{Tj,n,TI,l,t}:

Valor de la inversión del plan del OR j en el nivel de tensión n, en e activos valorados con las UC definidas en el capítulo [14](#).

UCI_{j,n,TI,l,t}:

UC incluidas en el plan de inversiones solicitado por el OR j en el ni incluyen las UC que fueron trasladadas y siguen en operación.

CR_i:

Valor de la UC i, definidas en el capítulo [14](#)

PU_i:

Fracción del costo de la UC i que es reconocida mediante cargos por i

FU_i:

Fracción del costo de la UC i que es reconocida por reposiciones parc o los elementos reemplazados respecto al valor total de la UC defi componente de las UC.

RPP_i:

Fracción del costo de la UC i que es remunerada vía cargos por uso q

TI:

Tipo de inversión, como se define en este capítulo, toma los valores d

SNUCI_{j,TI,l,t}:

UC incluidas en el plan de inversiones solicitado por el OR j sin ni incluyen las UC que fueron trasladadas y siguen en operación.

Psn_j:

Variable de asignación de las UC sin nivel de tensión. Para OR con c para OR con dos niveles de tensión es igual a 1.

6.3.3.4 SISTEMA DE GESTIÓN DE ACTIVOS. <Numeral modificado por el artículo [37](#) de la Res

El OR debe incluir en el plan de inversión los activos necesarios para la implementación y certifica cinco años contados a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución.

En la implementación del sistema de gestión de activos, durante el primer año, el OR debe realizar los próximos 4 años para obtener la certificación.

Anualmente, el OR debe informar el avance en el cierre de brechas y cuáles son las inversiones que mediante circular el contenido mínimo de los informes anuales.

Dentro de la implementación del sistema de gestión de activos se deberá tener en cuenta que debe f de distribución.

La certificación del sistema de gestión de activos deberá ser otorgada por una entidad acreditada po mutuo.

Notas de Vigencia

- Numeral modificado por el artículo [37](#) de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican al No. 50.929 de 17 de abril 2019

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

6.3.3.4 Sistema de gestión de activos

El OR debe incluir en el plan de inversión los activos necesarios para la implementación y certificación de cinco años contados a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución.

En la implementación del sistema de gestión de activos, el OR debe durante el primer año, realizar una auditoría para los próximos 4 años para obtener la certificación.

Anualmente, el OR debe informar el avance en el cierre de brechas y cuáles son las inversiones que deben ser realizadas.

6.3.4 PROYECTOS DE INVERSIÓN EN EL STR.

Los proyectos de inversión en el STR Tipos I y II que se incluyan en el plan de inversión del OR deben cumplir con la solicitud lo siguiente:

- a. Presentación a la UPME del proyecto con las alternativas estudiadas y sus respectivas evaluaciones.
- b. Aprobación de los proyectos del STR por la UPME, de acuerdo con los criterios de expansión de la UPME.

La UPME podrá establecer un procedimiento diferencial para los proyectos de inversión que sometan a una operación segura, confiable y con calidad en el SIN.

Los OR deberán suministrar toda la información que la UPME requiera, en las condiciones que establezca la UPME.

6.4 APROBACIÓN DE LOS PLANES DE INVERSIÓN.

Para la aprobación y remuneración de los planes de inversión se realizarán como mínimo los siguientes pasos:

- a. Revisión de la información suministrada por los OR en los formatos establecidos por la Comisión.
- b. Revisión del valor de las inversiones del plan para los niveles 1, 2 y 3 y su comparación con el valor establecido en el numeral [6.4.1](#). El porcentaje de variación no puede ser superior al ocho por ciento (8%) del costo de reposición de referencia C.
- c. De manera excepcional, cuando en aplicación de los criterios y lineamientos establecidos en los pasos anteriores se determine que el porcentaje de variación supera el límite establecido en el literal anterior, el OR podrá solicitar a la Comisión su aprobación.

- d. El OR deberá realizar una presentación a la Comisión del plan de inversiones y la justificación y
- e. La Comisión podrá contratar firmas especializadas para dar concepto sobre la razonabilidad de lo
- f. Los demás necesarios para dar cumplimiento a lo establecido en esta resolución.

El plan de inversión debe ser ajustado por el OR cuando no se suministre toda la información necesaria dentro del límite del ocho por ciento (8 %) del costo de reposición de referencia.

En caso que el plan de inversiones no sea aprobado, la Comisión solicitará al OR la revisión del mismo establecido en el numeral [3.1.1.2.2](#). Cumplido el plazo de un año, la variable BRAEN_{j,n,t} será igual a

En caso que el OR no presente su plan de inversión ajustado en los plazos señalados se considera que la confiabilidad del STN, STR o SDL. La Comisión procederá a informar a la SSPD para lo de su consideración.

Los proyectos de inversión para la expansión de cobertura en las zonas interconectables del área de parte del valor del plan de inversión para evaluación.

6.4.1 VALOR DEL PLAN DE INVERSIÓN PARA EVALUACIÓN.

El valor del plan de inversión solicitado por el OR para evaluación del límite establecido en el literal

$$VPIE_{j,t} = \sum_{n=1}^3 INV_{j,n,t}$$

Donde:

VPIE _{j,n,t} :	Valor del plan de inversión para evaluación del OR j en el nivel de tensión n
INV _{j,n,t} :	Valor de las inversiones del plan solicitado por el OR j en el nivel de tensión n

La variable INV_{j,n,t} se calcula de la siguiente forma:

$$INV_{j,n,t} = \sum_{TI=1}^4 \sum_{l=1}^{L_n} INV_{T,j,n,TI,l,t}$$

INV _{j,n,t} :	Valor de las inversiones del plan solicitado por el OR j en el nivel de tensión n
INV _{T,j,n,TI,l,t} :	Valor de la inversión del plan del OR j en el nivel de tensión n, en el tipo TI, en la categoría l
l:	Categoría de activos, l toma los valores de 11 o 12 para el nivel de tensión n
L _n :	Cantidad de categorías de activos en el nivel de tensión n. L1 toma el valor 12

El valor de la variable INV_{T,j,n,TI,l,t} se calcula como aparece en el numeral [6.3.3.3](#).

6.4.2 COSTO DE REPOSICIÓN DE REFERENCIA.

El costo de reposición de referencia CRR_j se determina de la siguiente forma:

$$CRR_j = \sum_{n=1}^{N_j} Crr_{j,n}$$

La variable Crr_{j,n} se calcula de la siguiente forma:

$$Crr_{j,n} = \left[\sum_{l=1}^{L_n} CRII_{j,n,l} + \sum_{l=1}^{L_n} CRIN_{j,n,l} \right] * \frac{IPP_0}{IPP_{base}}$$

Donde:

CRR _j :	Costo de reposición de referencia del OR j al inicio del periodo tarifario.
Crr _{j,n} :	Costo de reposición de referencia del OR j en el nivel de tensión n al inicio
CRII _{j,n,l} :	Valor implícito de los activos del OR j en el nivel de tensión n, para la categoría l:
CRIN _{j,n,l} :	Costo de reposición de la inversión del OR j en el nivel de tensión n para el periodo 2008 a la fecha de corte, calculado de acuerdo con lo establecido en la categoría de activos, l toma los valores de 11 o 12 para el nivel de tensión L _n .
L _n :	Cantidad de categorías de activos en el nivel de tensión n. L1 toma el valor N _j .
N _j :	Numero de niveles de tensión del OR j.
IPP ₀ :	Índice de precios del productor de la fecha de corte.
IPP _{base} :	Índice de precios del productor correspondiente a diciembre de 2007.

6.5 SEGUIMIENTO DE LOS PLANES DE INVERSIÓN.

El seguimiento de la ejecución del plan de inversión se realizará considerando como mínimo los siguientes criterios:

- a. Anualmente el OR deberá presentar un informe sobre la ejecución del plan de inversión en el cual los contenidos mínimos del informe serán definidos por la Comisión en circular aparte.
- b. Los ajustes a los proyectos incluidos en el plan de inversión aprobado deben responder a la planeación establecida en la Resolución CREG [070](#) de 1998 o aquella que la modifique, complemento o sustituya.
- c. El informe debe ser enviado a la Comisión y a la SSPD, antes del último día hábil del mes de marzo.
- d. De igual forma, anualmente se verificarán los indicadores de ejecución de los planes de inversión.
- e. <Literal modificado por el artículo 2 de la Resolución 101-22 de 2022. El nuevo texto es el siguiente: se evaluarán las inversiones y se emplearán los reportes realizados por el OR, visitas a campo, muestreos y demás información relevante reportados, como la correcta aplicación de los criterios regulatorios. Las reglas para la realización de las verificaciones y evaluaciones se establecerán en la circular que la Comisión establezca en su momento.

Notas de Vigencia

- Literal modificado por el artículo 2 de la Resolución 101-22 de 2022, 'por la cual se establecen las normas para la ejecución del plan de inversión para el año 2018', publicada en el Diario Oficial No. 52.142 de 30 de agosto de 2022.

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

- e. Anualmente los OR deberán contratar la realización de una verificación de la ejecución del plan de inversión, mediante muestreos y demás estrategias que permitan corroborar la ejecución de los proyectos reportados e informados.
- f. <Literal modificado por el artículo 2 de la Resolución 101-22 de 2022. El nuevo texto es el siguiente: se evaluarán las inversiones y se emplearán los reportes realizados por el OR, visitas a campo, muestreos y demás información relevante reportados, como la correcta aplicación de los criterios regulatorios. Las reglas para la realización de las verificaciones y evaluaciones se establecerán en la circular que la Comisión establezca en su momento.

Notas de Vigencia

- Literal modificado por el artículo 2 de la Resolución 101-22 de 2022, 'por la cual se establecen 1 publicada en el Diario Oficial No. 52.142 de 30 de agosto de 2022.

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

f. Las firmas serán seleccionadas de una lista que la Comisión establezca para tal fin y contratadas de la verificación serán establecidas en resolución posterior.

g. <Literal modificado por el artículo 2 de la Resolución 101-22 de 2022. El nuevo texto es el siguiente> firmas verificadoras, y se establecerán las reglas y asignaciones para el pago de los costos de la verificación.

Notas de Vigencia

- Literal modificado por el artículo 2 de la Resolución 101-22 de 2022, 'por la cual se establecen 1 publicada en el Diario Oficial No. 52.142 de 30 de agosto de 2022.

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

g. El costo de las verificaciones se reconocerá en los gastos de administración, operación y mantenimiento.

h. Cuando de las verificaciones se concluya que los proyectos de inversión no se han ejecutado de acuerdo con las acciones que adelante la SSPD dentro de sus competencias.

i. La Comisión podrá solicitar la realización de verificaciones extraordinarias o contratar las que considere necesarias.

El OR debe presentar el valor de las inversiones puestas en operación clasificado en los tipos de actividad.

El valor de la variable INVTR_{j,n,TI,l,t} se calcula de la siguiente forma:

$$INVTR_{j,n,TI,l,t} = \sum_{i=1}^{UCO_{j,n,TI,l,t}} CR_i * PU_i * FU_i * (1 - RPP_i) + \sum_{i=1}^{SNUCO_{j,TI,l,t}} (CR_i * PU_{j,i} * FU_i * (1 - RPP_i) * Psnj)$$

INVTR_{j,n,TI,l,t}:

Valor de la inversión puesta en operación en el sistema del OR j en el nivel de tensión TI. Corresponde al valor de los activos valorados con las UC definidas en el sistema del OR j.

UCO_{j,n,TI,l,t}:

UC puestas en operación en el sistema del OR j en el nivel de tensión TI.

CR_i:

Valor de la UC i, definido en el capítulo 14.

PU_i:

Fracción del costo de la UC i que es reconocida mediante cargos por uso.

FU_i

Fracción del costo de la UC i que es reconocida debido a reposición de un elemento intervenido respecto al valor total de la UC definidas en el sistema del OR j.

RPP_i:

Fracción del costo de la UC i que es remunerada vía cargos por uso.

TI:

Tipo de inversión, como se define en este capítulo, toma los valores: TI, TI+1, ..., TI+n.

SNUCO_{j,TI,l,t}:

UC incluidas en el plan de inversiones solicitado por el OR j sin niveles de tensión TI, ..., TI+n. No incluyen las UC que fueron trasladadas y siguen en operación.

Psnj:

Variable de asignación de las UC sin nivel de tensión. Para OR con n niveles de tensión es igual a 1.

La suma de la variable INVTR_{j,n,TI,l,t} para todas las categorías de activos y tipos de inversión en el sistema del OR j es igual a 1.

6.6 AJUSTE DE LOS PLANES DE INVERSIÓN. <Numeral modificado por el artículo [38](#) de la R

Los OR pueden solicitar la revisión de los planes de inversión cada dos años contados a partir del 1 primera revisión durante el primer año del plan de inversiones.

Los lineamientos para la realización de los ajustes al plan de inversión son los siguientes:

- a) La solicitud de ajuste del plan deberá realizarse a más tardar en el mes de agosto del año previo a [6.1](#) y contener lo solicitado en el numeral [6.3](#). Para la solicitud durante el primer año del plan, el pl
- b) Hasta que se apruebe el ajuste del plan deberán aplicarse los valores aprobados en la última resol
- c) La empresa podrá solicitar el ajuste del plan de inversión siempre y cuando la modificación no c referencia. Salvo lo definido en el literal c del numeral [6.4](#);
- d) Para la revisión de la solicitud de modificación del plan de inversiones la Comisión seguirá los p
- e) En caso de que la demanda de energía del mercado de comercialización, no crezca o se reduzca e viabilidad de la ejecución del plan de inversiones en proyectos tipo I y II;
- f) Las revisiones de los planes de inversión deberán incluir un horizonte mínimo de cinco años;
- g) En agosto del año cuatro los OR deberán presentar una solicitud de revisión del plan de inversiones posterior al año cinco, para ese año y los siguientes las inversiones proyectadas se calcule aprueben con base en lo establecido en este literal solo se aplicarán mientras esté en vigencia la p

Notas de Vigencia

- Numeral modificado por el artículo [38](#) de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican al No. 50.929 de 17 de abril 2019

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

6.6 Ajuste de los planes de inversión

Los OR pueden solicitar la revisión de los planes de inversión cada dos años contados a partir del inversión son los siguientes:

- a. La solicitud de realización del ajuste del plan deberá realizarse a más tardar en el mes de agosto numeral [6.1](#) y contener lo solicitado en el numeral [6.3](#).
- b. Hasta que no se apruebe el ajuste del plan deberán aplicarse los valores aprobados en la última resol
- c. La empresa podrá solicitar el ajuste del plan de inversión siempre y cuando la modificación no c referencia. Salvo lo definido en el literal c del numeral [6.4](#).
- d. Para la revisión de la solicitud de modificación del plan de inversiones la Comisión seguirá los p
- e. En caso que la demanda de energía del mercado de comercialización, no crezca o se reduzca e viabilidad de la ejecución del plan de inversiones en proyectos tipo I y II.

6.7 PUBLICIDAD Y DIFUSIÓN DE LOS PLANES DE INVERSIÓN.

El OR debe adelantar una estrategia de comunicación para difundir entre los usuarios de su mercado la reducción y mantenimiento de pérdidas. La estrategia como mínimo deberá incluir:

- a. Elaboración de un informe anual, en lenguaje sencillo, con las metas, inversiones e indicadores del informe deberá ser publicado en la página web del OR antes del último día hábil del mes de marzo
- b. Desarrollo y mantenimiento de un sitio web con la información asociada a la ejecución del plan de reducción y mantenimiento.
- c. Publicación anual en un diario de amplia circulación en el mercado de comercialización de un resumen sobre el informe anual.

La Comisión, en circular aparte, establecerá el contenido mínimo del informe anual a los usuarios, así como la forma de presentación.

CAPITULO 7. PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

En este capítulo se definen los métodos para la determinación de los índices de pérdidas por nivel de tensión y la metodología para la implementación de los planes de gestión de pérdidas.

Los índices de pérdidas serán calculados y publicados por el LAC dentro de los primeros quince días particulares y la información de ejecución de inversiones entregada anualmente por los OR.

7.1 PÉRDIDAS RECONOCIDAS POR NIVEL DE TENSIÓN.

Las pérdidas reconocidas por nivel de tensión para cada OR j se establecen a partir de aspectos técnicos y económicos considerando hasta el nivel de pérdidas reales en el nivel de tensión 1, sujeto al nivel de inversión de cada OR.

7.1.1 PÉRDIDAS EFICIENTES.

7.1.1.1 NIVEL DE TENSIÓN 4, Pej,4,m,t. <Numeral modificado por el artículo [39](#) de la Resolución CREG 038 de 2014>

El índice de pérdidas del nivel de tensión 4 se calculará por mercado de comercialización incluyendo:

Los índices de pérdidas serán calculados mensualmente por el LAC con base en el balance energético de cada mes STR, en MWh, respecto de la sumatoria de las energías importadas.

Los índices aplicables en el mes m se calcularán mensualmente con base en la información del mes anterior y comentarios durante los tres (3) días hábiles siguientes al de la fecha de publicación para que el LAC calcule los valores a aplicar en el mes siguiente.

El primer cálculo utilizando el balance energético se realizará doce (12) meses después de la fecha de publicación del numeral [39](#) de la Resolución CREG 038 de 2014, o aquella que la modifique o sustituya.

Mientras se inicia el cálculo de pérdidas con base en balances, los índices de pérdidas de nivel de tensión 4 se calcularán mediante flujos de carga horarios con base en la información del año anterior al de cálculo, como se señala a continuación:

Las pérdidas de energía del nivel de tensión 4 del año t mediante flujos de carga horarios se calcularán mediante el procedimiento siguiente:

- a) Identificar cuatro días para cada uno de los meses del año t-1: el día hábil de mayor demanda a nivel nacional y el primer domingo del mes.

Calcular, para cada una de las horas de los cuatro días de cada mes identificados en el paso anterior:

Las pérdidas deben calcularse en porcentaje respecto de la energía de entrada mediante flujos de carga horarios.

transformadores de conexión al STN disponible en el documento de parámetros técnicos del SIN. E valores de catálogo, normas técnicas o la mejor información disponible;

b) Entregar los datos obtenidos al LAC hasta el 31 de enero de cada año.

Posteriormente al recibo de los datos, el LAC deberá calcular los índices de pérdidas del nivel de te

c) Se obtendrá el promedio simple de los dos días hábiles de cada mes. Posteriormente se debe poner el valor obtenido para el día sábado de un mes determinado con la cantidad de sábados de dicho mes y deben sumar los tres valores obtenidos y dividirlos entre el número de días del mes para encontrar el

d) El valor de pérdidas, en porcentaje, a publicar será el promedio simple de los datos de los doce meses.

e) Publicar los valores obtenidos para cada sistema antes del quince de febrero del año t;

f) Los OR tendrán hasta el 28 de febrero de cada año para informar al LAC sus observaciones y corregir los cálculos y publicará antes del 20 de marzo del mismo año, los índices a aplicar, conjuntamente con las presentes modificaciones al cálculo inicial.

Notas de Vigencia

- Numeral modificado por el artículo [39](#) de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican al numeral 5.1.1.1 Nivel de tensión 4, $P_{ej,4,m,t}$

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

7.1.1.1 Nivel de tensión 4, $P_{ej,4,m,t}$

Las pérdidas en este nivel de tensión serán calculadas mensualmente por el LAC con el balance energético.

El primer cálculo utilizando el balance energético se realizará doce (12) meses después de la fecha de entrada en vigencia del numeral 5.1.1.1 Nivel de tensión 4, acuerdo al artículo 39 de la Resolución CREG 038 de 2014,

Mientras tanto, se calcularán, anualmente, índices para cada sistema que opera las redes en un mismo año, con base en la información del año anterior al de cálculo.

El índice de pérdidas se aplicará por mercado de comercialización independientemente que se exista más de uno.

El primer cálculo con flujos de carga horarios se deberá efectuar en marzo de 2018 y los índices restantes se calcularán según la presente metodología.

Dichos índices deberán ser utilizados para todos los efectos a partir del mes de marzo del año de cálculo, con base en el balance energético.

Las pérdidas de energía del nivel de tensión 4 del año t mediante flujos de carga horarios se calcularán en el periodo de redespacho del año t, con base en el balance energético, para los sistemas que operan en el mismo.

a. Identificar cuatro días para cada uno de los meses del año t-1. El día hábil de mayor demanda a lo largo del año t-1, el primer domingo calendario y el primer domingo calendario.

Calcular, para cada una de las horas de los cuatro días de cada mes identificados en el paso anterior, las fronteras de su mercado de comercialización.

Las pérdidas deben calcularse en porcentaje respecto de la energía de entrada mediante flujos de c STR y transformadores de conexión disponible en el documento de parámetros técnicos del SIN. valores de catálogo, normas técnicas o la mejor información disponible.

b. Calcular el promedio simple de las pérdidas horarias para cada uno de los cuatro días de cada r

c. Entregar los datos obtenidos al LAC antes del 31 de enero de cada año. Posteriormente al recib siguiente manera: a. Se obtendrá el promedio simple de los días hábiles de cada mes.

Posteriormente se debe ponderar dicho valor con la cantidad de días hábiles del mes que correspo

a. Se ponderará el valor obtenido para el día sábado de un mes determinado con la cantidad de sál festivos del mes. Se deben sumar los tres valores obtenidos para encontrar el índice de cada mes.

b. El valor de pérdidas, en porcentaje, a publicar será el promedio simple de los datos de los doce

c. Publicar los valores obtenidos para cada sistema antes del quince del mes de febrero del año t.] los cálculos.

Teniendo en cuenta las observaciones presentadas y en caso que se encuentren divergencias en lo pérdidas y publicará los definitivos a más tardar el 25 día calendario del mes de febrero para aplic

7.1.1.2 NIVELES DE TENSIÓN 3 Y 2, PEJ,3 Y PEJ,2.

Los índices de pérdidas de niveles 3 y 2 se calculan de la siguiente manera:

a. Para cada nivel de tensión se calcula la media y la desviación estándar de los índices de pérdidas

b. Según los resultados del numeral anterior, los OR se dividen en dos grupos, así: el primer grupo inferiores a la suma de la media más la desviación estándar de los datos de cada nivel y, el segundo superior a la media más la desviación estándar de los datos de un nivel de tensión determinado.

c. Los índices de los OR del primer grupo no deben presentar estudio de pérdidas y continuarán cor presentar estudio de pérdidas técnicas, este debe cumplir con los criterios señalados en el literal d d

d. Los índices de los OR del segundo grupo que se encuentren por encima de la media más la desvi estudio de pérdidas técnicas en el nivel de tensión correspondiente que cumpla con los siguientes ci

i. Desarrollar el estudio con base en el análisis técnico y flujos de carga de sus sistemas de niveles

ii. Utilizar la información topológica real de todo su sistema a la fecha de corte, presentando las val constante.

iii. En ningún punto del sistema se pueden presentar factores de potencia inferiores a 0,9.

iv. En ningún punto del sistema se pueden presentar valores de voltaje inferiores a los establecidos

e. Se asignará el valor resultante de restar una desviación estándar a la media aritmética calculadas

i. Cuando un OR presente un estudio que no cuente con la totalidad de los requisitos dispuestos en

ii. Cuando un OR presente un estudio con inconsistencias en la información.

iii. Cuando un OR del segundo grupo no presente estudio de pérdidas conjuntamente con su soliciti

7.1.1.3 NIVEL DE TENSIÓN 1, Pej,1.

El índice de pérdidas del OR j en el nivel de tensión 1 se calcula con base en la siguiente expresión

$$Pe_{j,1} = PT_{j,1} + PNT_{j,1}$$

Donde:

PT_{j,1}: Índice de pérdidas técnicas del OR j del nivel de tensión 1 según la tabla 6.2 de CREG 052 de 2010.

PNT_{j,1}: Índice de pérdidas no técnicas de referencia del nivel de tensión 1, en porcentaje.

$$PNT_{j,1} = 2,9270313 + LR_j * 9,61323 * 10^{-5} + 1,5 * \frac{Eae_j}{Eae_{máx}}$$

Donde:

LR_j: km de líneas rurales de nivel de tensión 2 a la fecha de corte.

Eae_j: Energía entregada a usuarios en áreas especiales reportada al SUI durante el año anterior.

Eae_{máx}: Máximo valor de energía entregada a usuarios en áreas especiales. Correspondiente al mismo agente entre todos los que reportaron este tipo de información.

Los OR que no cuenten con el índice de pérdidas técnicas calculadas en la Circular CREG 052 de 2010, deben modelar la red en este nivel de tensión de la siguiente manera:

- a. Se debe utilizar la información real de los transformadores y redes a través de los cuales se haya operado en dicho nivel durante el año anterior al de presentación del estudio.
- b. Para las áreas urbanas se deben modelar como mínimo el 90% de los transformadores existentes.
- c. Se debe considerar un modelo de impedancia constante, en ningún punto del sistema se pueden permitir establecidos en las normas vigentes.
- d. La energía circulante en un año por las redes del nivel de tensión 1 no debe superar la energía de potencia que se reportó en el año anterior.

El OR debe presentar a la CREG la totalidad de la información base de cálculo y en caso de no presentarla, un valor inferior en 0,5 puntos porcentuales al menor índice de pérdidas técnicas de la tabla 6.2 del año anterior.

7.1.2 PÉRDIDAS RECONOCIDAS PARA OR QUE NO APLICAN PARA OPTAR A PLAN DE DESARROLLO

En este grupo se clasifican dos tipos de OR: i) los que tengan resolución particular de aprobación de la CREG o Resolución CREG 172 de 2011 y ii) los OR que a la fecha de corte registren un índice de pérdidas menor que el establecido en la tabla 6.2.

7.1.2.1 NIVELES DE TENSIÓN 4, 3 Y 2.

Las pérdidas reconocidas de los niveles de tensión 4, 3 y 2 serán iguales a las resultantes de las siguientes fórmulas:

$$P_{j,4,m,t} = Pe_{j,4,m,t}$$

$$P_{j,n,t} = Pe_{j,n}$$

Donde:

$P_{j,4,m,t}$:	Índice de pérdidas reconocidas para el OR j en el nivel de tensión 4, en el mes t
$Pe_{j,4,m,t}$:	Índice de pérdidas eficientes para el OR j en el nivel de tensión 4, en el mes n
$P_{j,n,t}$:	Índice de pérdidas reconocidas para el OR j en el nivel de tensión n, (con n=3 ó 4)
$Pe_{j,n}$:	Índice de pérdidas eficientes para el OR j en el nivel de tensión n, (con n=3 ó 4)

7.1.2.2 NIVEL DE TENSIÓN 1.

Para los OR que cuenten con resolución particular de aprobación del índice de pérdidas del nivel de tensión 1 se continuará aplicando el factor allí aprobado.

Para el OR que a la fecha de corte registre un índice de pérdidas real de nivel de tensión 1 igual o inferior al establecido en el numeral [7.1.1.3](#).

7.1.3 PÉRDIDAS RECONOCIDAS PARA OR QUE PUEDEN OPTAR A PRESENTAR PLAN E

En este grupo se incluyen los OR que a la fecha de corte registren un índice de pérdidas de nivel de tensión 1.

Para estos OR se aplicarán los factores calculados por el LAC con base en la siguiente expresión:

$$P_{j,n,m,t} = Pe_{j,n,m,t} + Pad_{j,n,t}$$

$P_{j,n,m,t}$:	Índice de pérdidas reconocidas del nivel de tensión n del OR j a aplicar en el mes t
$Pe_{j,n,m,t}$:	Índice de pérdidas eficientes para el OR j en el nivel de tensión n según lo establecido en el numeral 7.1.1.3
$Pad_{j,n,t}$:	Índice de pérdidas adicionales reconocidas para el OR j en el nivel de tensión n

7.1.3.1 PÉRDIDAS ADICIONALES.

A partir de la participación de la energía de cada nivel de tensión en el total de la energía de entrada para cada uno de ellos, según las siguientes expresiones:

$$Pad_{j,n,t} = \frac{Epa_{j,n,t}}{\sum_{m=3}^{m=14} Ee_{j,n,m}}$$

$$Epa_{j,n,t} = Part_{j,n,t} * Epad_{j,t}$$

$$Part_{j,n,t} = \frac{EsVFC_{j,n,m-3} + EsVSFC_{j,n,m-3}}{\sum_{n=1}^N (EsVFC_{j,n,m-3} + EsVSFC_{j,n,m-3})}$$

Donde:

Pad _{j,n,t} :	Fracción de pérdidas de energía adicional, en porcentaje, asignable.
Epa _{j,n,t} :	Energía de pérdidas adicionales asignada al nivel de tensión n del OR j en el año t.
Ee _{j,n,m} :	Energía de entrada al sistema del OR j en el nivel de tensión n durante el año t.
Part _{j,n} :	Participación de la energía de entrada al nivel de tensión n del OR j en el año t.
Epad _{j,t} :	Energía de pérdidas adicionales del OR j en el año t expresadas en kWh.
EsVFC _{j,n,m} :	Ventas de energía en las fronteras comerciales del nivel de tensión n para la venta de energía a usuarios no regulados de todos los distintos al incumbente. Incluye la energía entregada a los auxiliares.
EsVSFC _{j,n,m} :	Ventas de energía en el sistema del OR j, en el nivel de tensión n, de usuarios regulados del comercializador incumbente, que realizan las subestaciones.

7.1.4 CÁLCULO DE ÍNDICES DE PÉRDIDAS.

El ASIC debe aplicar la metodología para el cálculo de las pérdidas totales de energía y las pérdidas de energía.

Para determinar las pérdidas de energía se deberá emplear la información de las fronteras comerciales.

7.1.4.1 PÉRDIDAS TOTALES DE ENERGÍA.

Las pérdidas totales de energía en el mercado de comercialización servido por el OR j para el año t

$$PT_{j,t} = \sum_{n=1}^4 \sum_{m=3}^{m-14} (Ee_{j,n,m} - FeNS_{j,n,m}) - \sum_{n=1}^4 \sum_{m=3}^{m-14} Es_{j,n,m}$$

El índice de pérdidas totales de energía en el mercado de comercialización servido por el OR j para el año t

$$IPT_{j,t} = \frac{PT_{j,t}}{\sum_{n=1}^4 \sum_{m=3}^{m-14} (Ee_{j,n,m} - FeNS_{j,n,m}) - \sum_{n=1}^4 \sum_{m=3}^{m-14} FsOR_{j,n,m}}$$

Donde:

PT _{j,t} :	Pérdidas totales de energía en el mercado de comercialización servido por el OR j para el año t.
IPT _{j,t} :	Índice de pérdidas totales de energía en el mercado de comercialización servido por el OR j para el año t.
Ee _{j,n,m} :	Energía de entrada al sistema del OR j en el nivel de tensión n durante el año t.
Es _{j,n,m} :	Energía de salida del sistema del OR j en el nivel de tensión n durante el año t.
FeNS _{j,n,m} :	Flujo de energía desde niveles de tensión superiores en el sistema del OR j para el año t. Ver numeral 7.3.7.3 .
FsOR _{j,n,m} :	Flujo de energía de salida desde el sistema del OR j en el nivel de tensión n, las energías medidas en las fronteras comerciales entre OR, sin referir al STN.
n:	Corresponde al nivel de tensión para el cual se determina la energía. Tomar el menor.

Cuando en un mercado de comercialización la energía vendida a usuarios en el nivel de tensión 4 se incluya en el STN, las ventas en el nivel de tensión 4 no se incluirán en la energía de salida y de la energía de entrada reconocidas.

7.1.4.2 PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL NIVEL DE TENSIÓN 1.

Para determinar las pérdidas de nivel de tensión 1, el ASIC debe realizar el balance de energía para el año t.

El índice de pérdidas de energía en nivel de tensión 1 del OR j es:

$$PT_{j,1,t} = \frac{\sum_{m=-3}^{-14} (Ee_{j,1,m} - Es_{j,1,m})}{\sum_{m=-3}^{-14} Ee_{j,1,m}}$$

Donde:

$PT_{j,1,t}$: Índice de pérdidas de energía en nivel de tensión 1 del OR j calculado para el año t.

$Ee_{j,1,m}$: Energía de entrada en nivel de tensión 1 del OR j durante el mes m, expresada en kWh.

$Es_{j,n,m}$: Energía de salida del sistema del OR j en el nivel de tensión n, durante el mes m, expresada en kWh.

7.1.4.3 PÉRDIDAS DE ENERGÍA RECONOCIDAS EN EL NIVEL DE TENSIÓN 1.

El factor de pérdidas de energía reconocidas en el nivel de tensión 1, FPIj,t, se establece según el índice de cada año, según el plan de inversiones de que trata el numeral [3.1.1.2.](#), y; con base en la siguiente expresión:

$$FPI_{j,t} = Ptr_{j,1,t} \left[1 - (t - 1) * \left(\frac{Ptr_{j,1,t} - Pe_{j,1}}{9 * Ptr_{j,1,t}} \right) \right]$$

Donde:

$FPI_{j,t}$: Factor de pérdidas reconocidas en el nivel de tensión 1 para el OR j en el año t.

$Ptr_{j,1,t}$: Índice de pérdidas de energía de transición del OR j en el nivel de tensión 1 para el año t, calculado en el momento de tensión 1 a la fecha de corte, según lo establecido en el numeral [7.1.4.3.1.](#)

t: Año de aplicación de los cargos con base en esta resolución. Su máximo valor será 9.

$Pe_{j,1}$: Índice de pérdidas eficientes del OR j en el nivel de tensión 1 según lo establecido en el numeral [3.1.1.2.](#).

7.1.4.3.1. VALOR DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA DE TRANSICIÓN, PTR_{j,1,t}.

Este OR deberá aplicar el factor $Ptr_{j,1,t}$ dependiendo del nivel de inversión $X_{r,t}$ y de pérdidas iniciales.

Tabla 7. Variable $Ptr_{j,1,t}$ según inversión y pérdidas iniciales

% de Inversión	$PT_{j,1,0} = 23\%$	$23\% > PT_{j,1,0}$
$X_{r,t} = 7\%$	$PT_{j,1,0}$	$PT_{j,1,0}$
$7\% > X_{r,t} = 6\%$	19,1%	$PT_{j,1,0}$
$6\% > X_{r,t} = 5\%$	15,2%	15,2%
$5\% > X_{r,t} = 4\%$	11,3%	11,3%
$4\% > X_{r,t}$	$Pe_{j,1}$	$Pe_{j,1}$

La variable $X_{r,t}$ se calcula según lo establecido en el numeral [7.1.4.3.2.](#)

En el caso que el OR presente un nivel de pérdidas $PT_{j,1,0}$ inferior a 11,3% deberá aplicar las pérdidas iniciales.

7.1.4.3.2 PORCENTAJE DE INVERSIÓN PROYECTADA O EJECUTADA ANUAL, ($X_{r,t}$).

El cálculo del porcentaje de inversión, proyectada para el primer año de aplicación de los cargos ca-

se calcula según la siguiente expresión:

$$X_{r,t} = \frac{\sum_{n=1}^4 \sum_{l=1}^{L_n} INVR_{j,n,l,t}}{CRR_j}$$

Donde:

$INVR_{j,n,l,t}$: Inversiones en activos puestos en operación en el sistema del OR j en el [3.1.1.2.3.](#)

CRR_j : Para el año $t=1$, esta variable se reemplaza por la variable $INVAj,n,l,t$ de c
Costo de reposición de referencia del OR j inicio del periodo tarifario, cal
 L_n : Cantidad de categorías de activos en el nivel de tensión n.

El valor de la variable $X_{r,t}$ deberá ser informada al LAC para efectuar el cálculo de los respectivos

La CREG podrá efectuar auditorías para verificar el cumplimiento del porcentaje de inversiones $X_{r,t}$.

7.1.4.4 ENERGÍA DE PÉRDIDAS ADICIONALES A LAS EFICIENTES.

La energía de pérdidas adicionales será el resultado de la siguiente expresión:

$$Epad_{j,t} = (FPI_{j,t} - Pe_{j,1} - Pd_{j,t-1}) * \sum_{m=-3}^{-14} Ee_{j,1,m}$$

Donde:

$Epad_{j,t}$: Energía de pérdidas adicionales del OR j en el año t expresadas en kWh.

$FPI_{j,t}$: Índice de pérdidas de energía de transición del OR j en nivel de tensión 1 del año

$Pe_{j,1}$: Índice de pérdidas calculado del nivel de tensión 1 del OR j, según lo establecido

$Ee_{j,1,m}$: Energía de entrada en nivel de tensión 1 del OR j durante el mes m, expresada en

$Pd_{j,t-1}$: Índice de pérdidas a devolver. Se aplica únicamente en el segundo año, cuando la inversión con base en el cual se aprobó la variable $Ptrj,1,1$. Se calcula restando el valor de $Ee_{j,1,m}$ en el primer año.

7.2 DETERMINACIÓN DE LOS FACTORES PARA REFERIR AL STN.

Los factores de cada nivel de tensión para referir las medidas de energía al STN, considerando las siguientes expresiones:

7.2.1 NIVEL DE TENSIÓN 4.

Este índice se define en el numeral [1.1.1.](#)

7.2.2 NIVEL DE TENSIÓN 3.

$$PR_{3,j,t} = 1 - (1 - P_{j,3,t}) \left[(1 - P_{4,R,m,t}) \left(\frac{Fe_{j,4-3}}{Fe_{j,3}} \right) + (1 - P_{j,STN-3}) \left(\frac{Fe_{j,STN-3}}{Fe_{j,3}} \right) \right]$$

$$Fe_{j,3} = Fe_{j,4-3} + Fe_{j,STN-3}$$

Donde

$PR_{3,j,t}$:	Factor para referir las medidas de energía del nivel de tensión 3 del OR j al STN
$P_{j,3,t}$:	Pérdidas a reconocer en el nivel de tensión 3 del OR j en el año t, según lo establecido
$P_{4,R,m,t}$:	Factor de pérdidas ponderado del nivel de tensión 4, para los OR que hacen parte
$Fe_{j,n-3}$:	Flujo de energía anual entre el nivel de tensión n, n es STN o 4, y el nivel de tensión
$P_{j,STN-3}$:	pérdidas de transformación para referir las medidas de energía del nivel de tensión
$Fe_{j,3}$:	Flujo de energía anual desde otros niveles de tensión al nivel de tensión 3 del OR j el valor de 1.

7.2.3 NIVEL DE TENSIÓN 2.

$$PR_{2,j,t} = 1 - (1 - P_{j,2,t}) \left[(1 - P_{4,R,m,t})(1 - P_{j,3,t}) \left(\frac{Fe_{j,3-2}}{Fe_{j,2}} \right) + (1 - P_{4,R,m,t})(1 - P_{j,4-2}) \left(\frac{Fe_{j,4-2}}{Fe_{j,2}} \right) + (1 - P_{j,STN-2}) \left(\frac{Fe_{j,STN-2}}{Fe_{j,2}} \right) \right]$$

$$Fe_{j,2} = Fe_{j,STN-2} + Fe_{j,4-2} + Fe_{j,3-2}$$

Donde:

$PR_{2,j,t}$:	Factor para referir las medidas de energía del nivel de tensión 2 del OR j al STN
$P_{j,2,t}$:	Pérdidas a reconocer en el nivel de tensión 2 del OR j en el año t, según lo establecido
$P_{4,R,m,t}$:	Factor de pérdidas ponderado del nivel de tensión 4, para los OR que hacen parte
$P_{j,3,t}$:	Pérdidas a reconocer en el nivel de tensión 3 del OR j, en el año t, según lo establecido
$Fe_{j,n-2}$:	Flujo de energía anual entre el nivel de tensión n, n es STN, 4 o 3, y el nivel de tensión
$Fe_{j,2}$:	Flujo de energía anual desde otros niveles de tensión al nivel de tensión 2 del OR j
$P_{j,n-2}$:	Pérdidas de transformación para referir las medidas de energía del Nivel de Tensión

7.2.4 NIVEL DE TENSIÓN 1.

$$PR_{1,j,t} = 1 - (1 - P_{j,1,t}) \left[(1 - PR_{3,j,t}) \left(\frac{Fe_{j,3-1}}{Fe_{j,1}} \right) + (1 - PR_{2,j,t}) \left(\frac{Fe_{j,2-1}}{Fe_{j,1}} \right) \right]$$

$$Fe_{j,1} = Fe_{j,3-1} + Fe_{j,2-1}$$

Donde:

$PR_{1,j,t}$:	Factor para referir las medidas de energía del nivel de tensión 1 del OR j al STN
$P_{j,1,t}$:	Pérdidas reconocidas en el nivel de tensión 1 del OR j en el año t calculadas según
$PR_{3,j,t}$:	Factor para referir las medidas de energía del nivel de tensión 3 del OR j al STN
$PR_{2,j,t}$:	Factor para referir las medidas de energía del nivel de tensión 2 del OR j al STN
$Fe_{j,n-1}$:	Flujo de energía anual entre el nivel de tensión n, n es 3 o 2, y el nivel de tensión
$Fe_{j,1}$:	Flujo de energía anual desde otros niveles de tensión al nivel de tensión 1 del OR j

7.2.5 PÉRDIDAS DE TRANSFORMADORES DE CONEXIÓN AL STN.

Las pérdidas de transformación para referir las medidas de usuarios que se consideran conectados directamente al transformador de conexión al STN donde se encuentre su medida, son iguales a 0,23 %.

7.3 GESTIÓN DE PÉRDIDAS.

En esta sección se encuentra lo relativo a los planes de reducción y de mantenimiento de pérdidas.

La metodología para la aprobación de los planes de gestión de pérdidas tiene en cuenta los siguientes:

- a. La presentación de plan de reducción es opcional.
- b. Los costos eficientes del plan están constituidos por las inversiones y por los costos y gastos apropiados.
- c. <Literal modificado por el artículo [13](#) de la Resolución 85 de 2018. El nuevo texto es el siguiente:> Los mercados de comercialización que presenten pérdidas de energía eléctrica superiores a las pérdidas

Notas de Vigencia

- Literal modificado por el artículo [13](#) de la Resolución 85 de 2018, 'por la cual se aclaran y corrijan' publicado en el Diario Oficial No. 50.666 de 26 de julio de 2018.

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

- c. La remuneración de los planes de reducción de pérdidas será aplicable únicamente en los mercados de comercialización que presenten pérdidas reconocidas en el nivel de tensión 1 a la fecha de corte. La parte de esta remuneración asciende al 10% de los costos de operación y administración.
- d. La remuneración de los planes de reducción de pérdidas está sujeta al cumplimiento de las metas de devolución, a los usuarios del mercado de comercialización respectivo, de los recursos recibidos.
- e. La remuneración de los planes de reducción y mantenimiento de pérdidas de energía se efectuará en caso de los usuarios regulados y que se debe incorporar como parte de los costos del servicio para la generación.
- f. Para efectos de la revisión del plan de gestión de pérdidas, el período de evaluación es anual. En el caso de los mercados de comercialización que presenten pérdidas de energía eléctrica superiores a las pérdidas reconocidas en el mismo momento, podrá ser revisado el numeral [7.1.4.1](#).

g. La remuneración de costos de mantenimiento de pérdidas de energía aplica para todos los OR y se efectuará en caso de los usuarios regulados y que se debe incorporar como parte de los costos del servicio para la generación.

h. Cuando se modifiquen los parámetros de medición en las zonas especiales con los cuales fueron establecidos los planes de reducción de pérdidas de energía, sin que se puedan superar los valores inicialmente aprobados.

7.3.1 REQUISITOS PARA LA PRESENTACIÓN DEL PLAN DE REDUCCIÓN.

El OR j que atienda un mercado de comercialización que presente pérdidas de energía en el nivel de tensión 1 a la fecha de corte, superiores a las pérdidas reconocidas en el mismo momento, podrá solicitar la información:

- a. Resumen del plan: El cual debe incluir el cálculo de las variables CPORj, IPTj,0, PTj,1,0 y las metas de devolución.
- b. Bases de cálculo: El OR deberá entregar la totalidad de la información utilizada para el cálculo de las variables.
- c. Balance de energía, de doce meses calendario que finalizan en la fecha de corte, según lo expuesto en el mercado de comercialización del OR, señalando el tipo de frontera, el código SIC y el nivel de tensión 1.
- d. Listado de usuarios conectados directamente al STN en el mercado de comercialización del OR.
- e. Certificación del representante legal, contador y revisor fiscal del OR detallando el código de las zonas especiales.

actividades relacionadas con el plan.

f. Valores de inversión, en \$/kWh, para los años t y t-1.

7.3.1.1. SENDA DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS. <Numeral modificado por el artículo 2 de la I de cada año deben cumplir con la siguiente condición:

$$0 < IPTS_{j,t} - IPTS_{j,t+1} < 0,14 * (IPT_{j,0} - IPTS_{j,9})$$

Donde:

IPT_{j,0}: Índice de pérdidas totales del mercado atendido por el OR j al inicio del plan.

IPTS_{j,t}: Índice de pérdidas totales de la senda propuesto por el OR j en el año t.

Para la ejecución de las actividades propias de la actividad de comercialización, tales como instalarlas a través del comercializador que corresponda.

Notas de Vigencia

- Numeral modificado por el artículo 2 de la Resolución 167 de 2020, 'por la cual se modifican y Resolución CREG [015](#) de 2018', publicada en el Diario Oficial No. 51.437 de 14 de septiembre de

- Numeral modificado por el artículo [14](#) de la Resolución 85 de 2018, 'por la cual se aclaran y corrija el Diario Oficial No. 50.666 de 26 de julio de 2018.

Legislación Anterior

Texto modificado por la Resolución 85 de 2018:

7.3.1.1. Senda de reducción de pérdidas <Numeral modificado por el artículo [14](#) de la Resolución

Las metas de reducción de pérdidas de cada año deben cumplir con la siguiente condición:

$$IPTS_{j,t} - IPTS_{j,t+1} < 0,4 * (IPT_{j,0} - IPTS_{j,9})$$

Donde:

IPT_{j,0}: Índice de pérdidas totales del mercado atendido por el OR j al inicio del plan.

IPTS_{j,t}: Índice de pérdidas totales de la senda propuesto por el OR j en el año t.

Para la ejecución de las actividades propias de la actividad de comercialización, tales como instalarlas a través del comercializador que corresponda.

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

7.3.1.1 Senda de reducción de pérdidas

Las metas de reducción de pérdidas de cada año deben cumplir con la siguiente condición:

$$IPTS_{j,t} - IPTS_{j,t+1} < 0,4 * (IPT_{j,0} - IPTS_{j,9})$$

Donde:

IPTj,0: Índice de pérdidas totales del mercado atendido por el OR j al inicio del plan.

IPTSj,t: Índice de pérdidas totales de la senda propuesto por el OR j en el año t.

Para la ejecución de las actividades propias de la actividad de comercialización, tales como instal deberá efectuarlas a través del comercializador que corresponda.

7.3.2 CÁLCULO DEL COSTO TOTAL DEL PLAN.

Se verificará que el costo total del plan presentado por el OR no supere el costo total de referencia, pérdidas de energía solicitada por el OR. El costo total del plan a aprobar será el menor entre el cos

La CREG podrá aprobar un valor inferior al solicitado por el OR para la ejecución de su plan sin p€ reducción de pérdidas para cada año.

El costo del plan de reducción de pérdidas está compuesto por las inversiones asociadas con la redu ejecución del plan, mientras que el plan de mantenimiento de pérdidas está compuesto únicamente

El costo total del plan a aprobar a cada OR se determinará según la siguiente expresión:

$$CTP_j = \min\{CPCE_j, CPOR_j\}$$

Donde:

CTP_j: Costo total del plan para el OR j, en pesos de la fecha de corte.

CPCE_j: Costo total del plan, en pesos de la fecha de corte. Este valor resulta de la ap de la fecha de corte.

CPOR_j: Costo total del plan, en pesos de la fecha de corte, presentado por el OR j para

7.3.2.1. CÁLCULO DEL COSTO ANUAL DEL PLAN. <Numeral modificado por el artículo [15](#) d

La variable CAP_j corresponde al costo anual del plan que remunera los costos y gastos asociados co aprobación de plan de reducción de pérdidas la remuneración será de la siguiente manera:

$$CAP_j = \frac{CTP_j}{10}$$

Donde:

CAP_j: Costo anual del plan de gestión de pérdidas del mercado de comercialización j ap corresponde al AOM de mantenimiento de pérdidas.

CTP_j: Costo total del plan para el OR j, en pesos de la fecha de corte, calculado según el r

DP: Duración horizonte de planeación del plan de pérdidas en años, igual a diez (10).

Independientemente del horizonte de planeación del plan de pérdidas, este será remunerado durante

En el costo total del plan se pueden incluir las siguientes inversiones: medidores de usuarios finales trasladado al usuario, medidores en el arranque de todas las líneas, equipos de medida en los puntos distribución y sistemas de medición centralizada, incluyendo software y comunicaciones.

Todos los sistemas de medición deben cumplir con el código de medida vigente y aplicar criterios c

En el desarrollo de los planes de reducción de pérdidas de energía, en las redes de baja tensión donde el comercializador deberá solicitar a sus usuarios regulados un equipo de medida compatible con el sistema de medidor por uno de las calidades exigidas en la regulación vigente o acogerse a la medida dispuesta por el OR. En este último caso, el medidor no tendrá ningún costo para el usuario y la red.

Todas las inversiones realizadas deberán reportarse junto con el reporte anual de ejecución del plan.

Notas de Vigencia

- Numeral modificado por el artículo [15](#) de la Resolución 85 de 2018, 'por la cual se aclaran y corregirán errores cometidos en la Resolución 15 de 2018, publicada en el Diario Oficial No. 50.666 de 26 de julio de 2018.'

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

7.3.2.1 Calculo del costo anual del plan

La variable CAP_j corresponde al costo anual del plan que remunera los costos y gastos asociados de aprobación de plan de reducción de pérdidas, la remuneración de activos no asociados con UC

$$CAP_j = \frac{CTP_j}{10}$$

Donde:

CAP_j: Costo anual del plan de gestión de pérdidas del mercado de comercialización j, aprobado a través del AOM de mantenimiento de pérdidas.

CTP_j: Costo total del plan para el OR j, en pesos de la fecha de corte, calculado según el numeral

En el costo total del plan se pueden incluir las siguientes inversiones: medidores de usuarios final sea trasladado al usuario, medidores en el arranque de todas las líneas, equipos de medida en los sistemas de distribución y sistemas de medición centralizada, incluyendo software y comunicaciones.

Todos los sistemas de medición deben cumplir con el código de medida vigente y aplicar criterios c

En el desarrollo de los planes de reducción de pérdidas de energía, en las redes de baja tensión donde el comercializador deberá solicitar a sus usuarios regulados un equipo de medida compatible con el sistema de medidor por uno de las calidades exigidas en la regulación vigente o acogerse a la medida dispuesta por el OR. En este último caso, el medidor no tendrá ningún costo para el usuario y la red.

Todas las inversiones realizadas deberán reportarse junto con el reporte anual de ejecución del plan.

7.3.2.2 CÁLCULO DE LA VARIABLE CPCE_j.

La variable CPCE_j se obtendrá a partir del modelo de estimación del costo eficiente desarrollado por el OR para el final del plan y los costos de reducción de pérdidas no técnicas obtenidos entre 2010 y 2014.

La Comisión pondrá a disposición de las empresas el aplicativo de estimación del costo eficiente de

de cargos.

Para tener acceso a este aplicativo, el representante legal de cada OR debe enviar a la Comisión una de correo electrónico donde se enviará la información de acceso y los resultados de las simulaciones.

Para definir la variable CPCE se utilizará la siguiente información:

- a. Crecimiento vegetativo de la demanda: crecimiento promedio de las ventas de energía registradas del plan.
- b. Mínima inversión: mínimo costo en \$/kWh, con el cual el modelo de estimación del costo eficiente el plan. Este valor debe ser mayor que cero (0).
- c. Máxima inversión: máximo costo en \$/kWh, con el cual el modelo de estimación del costo eficiente finalizar el plan. Este valor debe ser mayor que cero (0).
- d. Opciones de inversión: corresponde al número de opciones para conformar el árbol de decisión, e
- e. Energía de entrada para los años t y t-1: cantidad de energía, en kWh, calculada con base en la met según lo definido en el numeral [7.3.7.2](#).
- f. Energía de salida para los años t y t-1: cantidad de energía, en kWh, calculada con base en la met
- g. Nivel de pérdidas años t y t-1: porcentaje de pérdidas totales del sistema calculado con base en la
- h. Inversión años t y t-1: corresponde a la información entregada por el OR en la solicitud de aprobación.
- i. El año t corresponde al anterior al de la presentación de la solicitud de aprobación del plan.
- j. Para efectos del cálculo de la variable CPCEj en el caso de los planes de mantenimiento de pérdidas meta es inferior en un punto porcentual al primero. Las demás variables, como energía de entrada y
- k. Los OR sujetos de planes de reducción de pérdidas podrán presentar solicitud de remuneración de pérdidas. Este último aplicara cuando se haya finalizado la remuneración del plan de reducción de j

7.3.2.3. CÁLCULO DE LA VARIABLE CPORJ. <Numeral modificado por el artículo [16](#) de la Re

La variable CPORj está conformada por los gastos de AOM relacionados con pérdidas de energía y siguiente expresión:

$$CPOR_j = INVNUC_j + \frac{DP}{5} * \sum_{k=1}^{K_j} AOMP_{j,k}$$

Donde:

- CPOR_j: Costo total del plan, en pesos de la fecha de corte, presentado por el OR j
- INVNUC_j: Costo de las inversiones en activos que no son clasificables como UC y mantenimiento de pérdidas este valor es igual a cero (0).
- AOMP_{j,k}: Gastos del OR j en pérdidas de energía, durante los años k (de 2012 al 2017), en pesos de la fecha de corte. La variable tomará el valor igual a cero (0).
- K_j: Es el número de años con información reportada por el OR j.
- DP: Duración horizonte de planeación del plan de pérdidas en años, igual a diez (10).

Notas de Vigencia

- Numeral modificado por el artículo [16](#) de la Resolución 85 de 2018, 'por la cual se aclaran y corriren los artículos 1º y 2º de la Resolución 15 de 2018, y se publica la norma técnica para la elaboración del Plan de Mantenimiento de Pérdidas', publicada en el Diario Oficial No. 50.666 de 26 de julio de 2018.

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

7.3.2.3 Cálculo de la variable CPORj

La variable CPORj está conformada por los gastos de AOM relacionados con pérdidas de energía mediante la siguiente expresión:

$$CPOR_j = \frac{5}{6} * \sum_{k=1}^6 AOMP_{j,k} + INVNUC_j$$

Donde:

AOMP_{j,k}: Gastos del OR j en pérdidas de energía, durante los años k (de 2009 al 2014), donde k es el año en que se entregada por los OR en respuesta a las circulares CREG 027 de 2014 y CREG NNN de 2017, en su caso.

En el caso de que un OR no haya reportado información en respuesta a esta circular, esta variable se considerará nula.

INVNUC_j: Costo de las inversiones en activos que no son clasificables como UC del OR j, aplicándose la tasa de descuento establecida en la circular.

El OR debe especificar estas dos variables en su solicitud.

7.3.3 INICIO DEL PLAN DE MANTENIMIENTO DE PÉRDIDAS. <Numeral modificado por el artículo [40](#)>

Un plan de mantenimiento de pérdidas iniciará cuando:

- a) Un OR no solicite plan de reducción de pérdidas y se encuentren en firme los costos anuales apropiados y se apliquen los criterios establecidos en la circular;
- b) Un OR solicite plan de reducción de pérdidas, pero no lo acepte según lo aprobado por la CREG;
- c) Un OR solicite un plan de reducción y este haya sido aceptado, pero dicho plan haya sido suspendido o rechazado.

Notas de Vigencia

- Numeral modificado por el artículo [40](#) de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican al artículo 1º de la Resolución 15 de 2018, y se publica la norma técnica para la elaboración del Plan de Mantenimiento de Pérdidas', publicada en el Diario Oficial No. 50.929 de 17 de abril de 2019.

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

7.3.3. INICIO DEL PLAN DE MANTENIMIENTO DE PÉRDIDAS.

Un plan de mantenimiento de pérdidas iniciará cuando:

- a. Un OR no solicite plan de reducción de pérdidas y se encuentren en firme los costos anuales aprobados con base en la presente metodología sean reemplazados.
- b. Un OR solicite plan de reducción de pérdidas, lo acepte según lo aprobado por la CREG y se establezca el plazo para su ejecución.

7.3.4 INICIO Y SEGUIMIENTO DEL PLAN DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS.

Para dar inicio a la ejecución del plan de reducción de pérdidas el OR deberá cumplir con los siguientes requisitos:

- a. Tener en firme la resolución particular de remuneración de su sistema con base en lo establecido en la CREG.
- b. Enviar comunicación a la CREG en la que se ratifique su interés en dar inicio a la ejecución del plan, dentro de los siete (7) días hábiles siguientes a la fecha en la que quede en firme la resolución particular.

En el mismo plazo, el OR deberá informar a la SSPD, el LAC y a los comercializadores presentes en su sistema.

Una vez cumplidos los requisitos para dar inicio a la ejecución del plan, el LAC determinará el calendario de ejecución del plan, considerando la fecha de recibo de la notificación de inicio del plan.

La fecha de inicio del plan es el primer día calendario del mes siguiente al de la publicación del CP.

Los comercializadores minoristas deben publicar las tarifas que aplicarán a sus usuarios incluyendo el periodo comprendido entre la fecha de inicio del plan y la finalización del mes de publicación del CPROGj,m por parte del LAC.

A los consumos causados con anterioridad a la fecha de inicio del plan no se les puede incluir el consumo en el periodo comprendido entre la fecha de inicio del plan y la finalización del mes de publicación del CPROGj,m.

Cuando en un mercado de comercialización se encuentre un plan en ejecución y se cambie el OR, el LAC debe calcular y liquidar la variable CPROG sin perjuicio de los balances existentes.

Para la evaluación del cumplimiento de las metas aprobadas se debe realizar el procedimiento de evaluación establecido en la CREG.

7.3.4.1 EVALUACIÓN DEL CUMPLIMIENTO DEL PLAN.

La evaluación de cumplimiento del plan de reducción consiste en el cálculo de los índices de pérdida.

- a. El LAC calculará, para cada OR, el índice de pérdidas totales, $IPTj,t$, conforme a lo establecido en la CREG, para el periodo comprendido entre la fecha de inicio del plan y la finalización de cada año. Los resultados serán publicados por el LAC, junto con las metas aprobadas.
- b. Los OR tendrán un plazo de cinco (5) días hábiles a partir de la publicación de los resultados para presentar observaciones a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios las pruebas que demuestren los posibles errores en el cálculo.
- c. Cuando un OR presente observaciones sobre el cálculo, el LAC resolverá la solicitud y el decimotercer punto de la CREG, teniendo en cuenta todas las aclaraciones que se presenten.
- d. Si un OR cumple con las metas, se mantendrá la remuneración aprobada para el siguiente año.
- e. Un OR incumple la ejecución del plan cuando la variable $IPTj,t$ es superior al índice $IPTSj,t$ aprobado.

- f. La suspensión de la remuneración del plan a un OR no implica la cancelación de la ejecución del
- g. <Literal eliminado por el artículo [17](#) de la Resolución 85 de 2018>

Notas de Vigencia

- Literal eliminado por el artículo [17](#) de la Resolución 85 de 2018, 'por la cual se aclaran y corrige Diario Oficial No. 50.666 de 26 de julio de 2018.

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

- g. Cuando un incumplimiento ocurra en el quinto año, el LAC calculará el IPTj,t para el siguiente año, el OR devolverá los recursos recibidos durante el quinto año, según lo establecido en el numeral [7.3.6.4](#).
- h. Si al finalizar el año siguiente al de la suspensión de la remuneración se encuentra que el OR cumple con reanudará la remuneración del plan al OR.

i. Si al finalizar el año siguiente al de la suspensión de la remuneración se encuentra que el OR no cumple debe devolver los ingresos recibidos, conforme a lo establecido en el numeral [7.3.6.4](#) según corresponda.

j. <Literal modificado por el artículo [41](#) de la Resolución 36 de 2019. El nuevo texto es el siguiente> Si un comercializador incumbente modifique cualquier reporte de ventas de energía en el SUI correspondiente a este cambio, este comercializador debe informar sobre la modificación al LAC dentro de los dos días siguientes al del recibo de la comunicación, los índices de pérdidas totales a partir de los períodos en que se cambió la nueva información.

En este caso, si con los índices resultantes del cálculo con la nueva información del SUI de que trata los recursos recibidos durante los períodos de incumplimiento conforme a lo señalado en el numeral [7.3.6.4](#).

Notas de Vigencia

- Literal modificado por el artículo [41](#) de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican algunos artículos de la Resolución 15 de 2018' publicada en el Diario Oficial No. 50.929 de 17 de abril 2019.

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

j. Cuando, durante la vigencia del plan y hasta un año posterior a su finalización, un Comercializador modifique cualquier reporte de ventas de energía en el SUI correspondiente a este cambio, debe recalcular los índices de pérdidas totales a partir de los períodos en que se cambiaron datos, IPTj,t, según la información.

En este caso, si con los índices resultantes del cálculo con la nueva información del SUI de que trata los recursos recibidos durante los períodos de incumplimiento conforme a lo señalado en el numeral [7.3.6.4](#).

7.3.4.2 MODIFICACIÓN DE METAS.

El OR podrá solicitar el ajuste de las metas aprobadas, bajo las siguientes condiciones:

a. Se puede solicitar el ajuste de la meta final una sola vez durante el periodo de ejecución del plan, entre la finalización del tercer periodo de evaluación.

b. <Literal modificado por el artículo [18](#) de la Resolución 85 de 2018. El nuevo texto es el siguiente aprobada inicialmente al OR.

Cuando el índice final solicitado sea superior al aprobado, el plan será objeto de reliquidación y a los recursos recibidos hasta el momento de la solicitud y los proyectados a recibir durante los tres (3) n final solicitado no deberá ser superior o igual al último índice de pérdidas calculado. El nuevo CAPj se a definida en esta resolución.

Cuando el índice final solicitado sea inferior al aprobado, el plan será objeto de ajuste. El nuevo C/A metodología definida en esta resolución sin que se hagan reconocimientos retroactivos por causa de

Notas de Vigencia

- Literal modificado por el artículo [18](#) de la Resolución 85 de 2018, 'por la cual se aclaran y corriq Diario Oficial No. 50.666 de 26 de julio de 2018.

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

b. La modificación de la meta final conlleva a un ajuste en la remuneración del plan aprobada ini

Cuando el índice final solicitado sea superior al aprobado, el plan será objeto de reliquidación y a los recursos recibidos hasta el momento de la solicitud y los proyectados a recibir durante los tres final solicitado no deberá ser superior o igual al último índice de pérdidas calculado. El nuevo C/A cumplimiento total de los cinco (5) años del plan.

Cuando el índice final solicitado sea inferior al aprobado, el plan será objeto de ajuste. El nuevo C/A cumplimiento total de los cinco (5) años del plan sin que se hagan reconocimientos retroactivos p

c. Se puede solicitar el ajuste de las metas intermedias sólo una vez durante el periodo de ejecución de pérdidas y periodo para alcanzarla. Las nuevas metas intermedias no deberán ser superiores o iguales al numeral [7.3.1.1](#).

d. La modificación de las metas intermedias no conlleva a un ajuste del costo anual del plan aproba

e. En cualquier caso, para solicitar el ajuste en las metas, intermedias o finales, el OR debe haber ci la solicitud.

f. El OR deberá sustentar en su solicitud los motivos de ajuste de las metas.

g. La CREG revisará la sustentación de ajuste de las metas presentada por el OR y realizará el proc

7.3.5 LIQUIDACIÓN, RECAUDO Y ACTUALIZACIÓN DEL CPROGj,m.

Los cargos por concepto de remuneración de los planes de pérdidas serán actualizados y liquidados a los usuarios en su mercado de comercialización, siguiendo las siguientes disposiciones

7.3.5.1 DETERMINACIÓN DEL CARGO MENSUAL.

El cargo que debe ser cobrado a los usuarios finales en cada mercado de comercialización será calc manera:

$$CPROG_{j,m} = \frac{CAP_j}{\sum_{m=-14}^{-3} VSTN_{j,m} + VCP_j + VCI_j} * \frac{IPP_{m-2}}{IPP_0} - INVNUCD_j$$

<Ver Notas de Vigencia - Modificación temporal al factor de indexación>

Notas de Vigencia

- Consultar la modificación temporal a la que podrán acogerse los OR para el factor de indexación septiembre de 2022, 'por la cual se permite el cambio de IPP para el cálculo de componentes del c publicada en el Diario Oficial No. 52.162 de 19 de septiembre de 2022.

Donde:

CPROG _{j,m} :	Cargo en \$/kWh por concepto del plan, del mercado de comercialización de su publicación.
CAP _j :	Costo anual del plan, en pesos de la fecha base, del mercado de consumo.
VSTN _{j,m} :	Ventas a usuarios conectados directamente al STN asociados al mes m, directamente de los medidores de los usuarios conectados directamente en el lado del STN, la medida se debe referir con los factores de consumo correspondientes al mes m. La información de un mes determinado se utilizará el promedio registrado en el LAC.
VCP _j :	Ventas en el mercado de comercialización servido por el OR j, durante el mes m.
VCI _j :	Ventas en el mercado de comercialización servido por el OR j, durante el mes m.
IPP _m :	Índice de precios al productor total nacional correspondiente al mes m.
IPP ₀ :	Índice de precios al productor total nacional correspondiente al mes de referencia.

La variable VCP_j se calcula de la siguiente manera:

$$VCP_j = \sum_{m=-14}^{-3} \sum_{n=1}^4 \sum_{i=1}^{Ip} vcp_{m,n,i}$$

Donde:

VCP _{j,: :}	Ventas en el mercado de comercialización servido por el OR j, durante doce meses.
vcp _{m,n,i} :	Energía registrada en el SIC para las fronteras comerciales de responsabilidad n, en el nivel de tensión n, en el mercado de comercialización atendido por el OR j, promedio de los valores registrados para los últimos seis (6) meses o la mejor estimación.
Ip:	Número total de comercializadores distintos al incumbente en el mercado de consumo.

La variable VCI_j se calcula de la siguiente manera:

$$VCI_j = \sum_{m=-14}^{-3} \sum_{n=1}^4 (vciR_{m,n} + vciNR_{m,n})$$

Donde:

VCI _j :	Ventas en el mercado de comercialización servido por el OR j, dura
vciR _{m,n} :	Ventas durante el mes m, en el nivel de tensión n, del comercializad
vciNR _{m,n} :	Corresponde al consumo de energía eléctrica en kWh que es facturado para un mes determinado, se utilizará el promedio registrado en el S
INVNUCD _j :	Ventas durante el mes m, en el nivel de tensión n, del comercializador para las fronteras comerciales de usuarios no regulados responsables del mercado de comercialización atendido por el OR j, en kWh. Cuando los valores registrados para los últimos seis (6) meses o la mejor inform

<Párrafo modificado por el artículo [42](#) de la Resolución 36 de 2019. El nuevo texto es el siguiente:: que trata el literal f. del numeral [1.3.2](#).

Notas de Vigencia

- Párrafo modificado por el artículo [42](#) de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican algunas disposiciones de la Resolución 15 de 2018' No. 50.929 de 17 de abril 2019

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

<INCISO> Los OR podrán advertir sobre posibles diferencias de cálculo durante los dos (2) días dentro del cálculo de los cargos definitivos que deberá efectuarse entre los primeros 11 días de cada mes.

7.3.5.2 LIQUIDACIÓN Y RECAUDO.

Dentro de los primeros quince (15) días calendario del segundo mes siguiente al de aplicación del cambio se trasladar al OR, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$LCPROG_{i,j,m,t} = (CPROG_{j,m,t} * VC_{i,j,m}) + AL_{i,j,m}$$

Donde:

LCPROG_{i,j,m,t}: Liquidación por concepto de CPROG, en pesos, en el mercado de comercialización OR j al comercializador i.

VC_{i,j,m}: Ventas de energía del comercializador i, en el mercado de comercialización STN que hacen parte del mercado de comercialización j.

La determinación de las ventas a usuarios no regulados y para la atención de un solo usuario regulado, se hará a través de la liquidación.

La determinación de las ventas a usuarios regulados atendidos por el OR, que es facturado y reportado para el respectivo periodo al SUI.

En las fronteras comerciales que agrupen usuarios regulados atendidos por el OR, que no estén registrada en la frontera comercial f de dicho comercializador, el comercializador y el OR acuerden otro valor de Psf, deberá ser igual al que es facturado y reportado para el respectivo periodo al SUI.

<Variable modificada por el artículo [43](#) de la Resolución 36 de 2019> La diferencia entre el valor de Psf y el que es facturado y reportado para el respectivo periodo al SUI, causada por modificaciones en los reportes de información de comercialización j.

Este valor es igual a cero (0) en la primera liquidación.

Estos ajustes se podrán efectuar para liquidaciones hasta de información de ventas en el SUI por parte del comercializador i si de cambio de información, caso en el cual se podrá realizar tan

$$AL_{i,j,m} = \sum_{maj=1}^n (CPROG_{j,maj} * (VCA_{i,j,maj} - VC_{i,j,maj}))$$

Donde:

CPROG_{j,m}:

Cargo en \$/kWh por concepto del plan, del mercado de comercialización j.

VCA_{i,j,maj}:

Ventas de energía del comercializador i ajustadas, en el mercado de comercio considerando las ventas a usuarios conectados directamente al STN que

Es el reporte de energía eléctrica, en kWh y que ha modificado un reporte anterior con base en el consumo facturado, la variable VCAi,j,maj.

VC_{i,j,maj}:

Ventas de energía del comercializador i, en el mercado de comercialización j, que ha sido objeto de modificación j.

Notas de Vigencia

- Variable modificada por el artículo [43](#) de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican alícuotas y tarifas de los servicios de electricidad y gas natural' No. 50.929 de 17 de abril 2019

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

AL_{i,j,m}: Ajuste de la liquidación en el mes m, en pesos, causada por modificaciones en los reportes de energía eléctrica de los comerciales i en el mercado de comercialización j. Este valor es igual a cero (0) en la primera liquidación. Se podrán efectuar para liquidaciones hasta de cinco meses anteriores al de cálculo.

$$AL_{i,j,m} = \sum_{maj=1}^n (CPROG_{j,maj} * (VCA_{i,j,maj} - VC_{i,j,maj})) + (CPROG_{j,m} * VCR_{i,j,m})$$

Donde:

VCA_{i,j,maj}: Ventas de energía del comercializador i ajustadas, en el mercado de comercialización j, considerando las ventas a usuarios conectados directamente al STN que hacen parte del mercado de comercialización j. Es el reporte de energía eléctrica, en kWh y que ha modificado un reporte anterior con base en el consumo facturado, la variable VCAi,j,maj.

VC_{i,j,maj}: Ventas de energía del comercializador i, en el mercado de comercialización j, considerando las ventas a usuarios conectados directamente al STN que hacen parte del mercado de comercialización j, (VC_{i,j,m}) que ha sido objeto de modificación posteriormente al momento de la liquidación.

VCR_{i,j,m}: Consumo refacturado por el comercializador i, en el mercado de comercialización j, para el consumo facturado en el periodo de liquidación j. Pueden hacer parte del consumo facturado en el periodo de liquidación j. Corresponde a los consumos de energía eléctrica, que se facturan.

Cuando un comercializador modifique la información de ventas en el SUI o el reporte de energía eléctrica, se efectuará una reliquidación por este concepto. En el caso de un comercializador incumbente para el periodo de liquidación j, se efectuará la reliquidación respectiva durante los dos (2) días siguientes al de certificación de la misma información en la base.

La facturación y recaudo a los agentes comercializadores le corresponderá a los OR, utilizando la li

La liquidación del CPROG_{j,m} deberá ser trasladada por los comercializadores a los respectivos OR

7.3.5.3 AJUSTE DE CPROG. <Numeral adicionado por el artículo [44](#) de la Resolución 36 de 2019

Cuando un OR informe sobre el inicio de la ejecución del plan de reducción de pérdidas antes del 3 primer día calendario del mes siguiente al de la aceptación.

Si ocurre después del 31 de marzo del año 1 del plan de inversiones, el LAC, en cada una de las liq **CPROG_{j,m}** calculado según lo establecido en el numeral [7.3.5.1](#), le adicionará el ajuste calculado

$$AIMCP_{j,m} = \frac{\sum_{ma=1}^{NMA_j} (CPROG_{j,ma})}{12} * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_{aa}}$$

Donde:

AIMCP_{j,m}: Ajuste a la variable CPROG_{j,m}, del OR j a aplicar durante los doce (12) meses.

CPROG_{j,m}: Cargo en \$/kWh por concepto del plan, del mercado de comercialización.

NMA_j: Número de meses entre el 31 de marzo del año 1 del plan de inversión y la metodología, para el OR j.

IPP_{m-1}: Índice de precios del productor del mes m-1.

IPP_{aa}: Índice de precios del productor del mes anterior al de inicio de aplicación.

Notas de Vigencia

- Numeral adicionado por el artículo [44](#) de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican alícuotas y tipos de cambio para el año 2019' (Decreto 50.929) de 17 de abril 2019

7.3.6 SUSPENSIÓN, CANCELACIÓN DEL PLAN DE REDUCCIÓN Y DEVOLUCIÓN DE INCUMPLIMIENTO

El plan de reducción de pérdidas puede ser suspendido o cancelado por encontrarse incursos en algunas causales.

En cualquier caso, de suspensión o cancelación, el LAC determinará y publicará el valor del CPROG considerando la variable INVNUC_j que puede ser reanudado cuando desaparezcan las causales.

En caso de cancelación el cobro de dicha variable no podrá reanudarse y, por el contrario, se deberá devolver.

7.3.6.1 CAUSALES PARA LA SUSPENSIÓN DEL RECONOCIMIENTO DE LOS COSTOS ASOCIADOS

Las causales de suspensión del reconocimiento de los costos asociados con los planes son:

- Incumplimiento en la meta de reducción de pérdidas en un año. Un OR incumple una meta cuando:
 - Cuando el LAC sea informado que la vinculación de usuarios a la red está incompleta o desactivada por SSPD o la CREG.
 - Cuando el LAC sea informado por la autoridad competente que en un periodo de evaluación se evalúe la calidad de servicio integrado con el OR j cuya información de las características de la misma (nivel de tensión, precisión, etc.) no cumple con los criterios establecidos.
 - Cuando, a partir del decimotercer (13) mes de inicio del plan, el OR no informe al LAC, durante el factor FDF_{j,k,,_n,m} de que trata el numeral [7.3.7.3](#).

La remuneración será suspendida a partir del conocimiento del hecho y hasta el inicio del próximo y cuando se haya subsanado la causal que la motivó.

7.3.6.2 CAUSALES PARA LA CANCELACIÓN AUTOMÁTICA DEL PLAN.

Las causales de cancelación automática del plan, sin que se requiera declaración de ninguna autoridad

a. Incumplimiento de las metas del plan durante dos períodos de evaluación consecutivos.

b. Reincidencia en alguna de las causales de suspensión del plan.

c. Cuando hayan transcurrido doce (12) meses posteriores a la detección y notificación de inconsistencia. El OR debe informar al LAC la desaparición de tal inconsistencia.

d. Cuando un OR decida finalizar el plan, conforme a lo establecido en el numeral [7.3.6.3](#).

e. Cuando la información de ventas de energía reportada al SUI por un comercializador incumbente sea menor a la fecha del cálculo del índice respectivo y con la nueva información el OR no cumpla con la senda a la cual se le asignó.

7.3.6.3 CANCELACIÓN DE LA EJECUCIÓN DEL PLAN POR PETICIÓN DEL OR.

El OR podrá solicitar la cancelación del plan, hasta dos meses posteriores del inicio de un periodo de evaluación.

a. Si el OR cumplió la meta aprobada para el periodo de evaluación anterior al de la fecha de solicitud.

b. Si el OR incumplió la meta aprobada para el periodo de evaluación anterior al de la fecha de solicitud, de acuerdo con lo señalado en el numeral [7.3.6.4](#).

c. Si el OR se encuentra en causal de suspensión del plan debe devolver los ingresos recibidos durante el periodo de evaluación anterior.

Cuando el OR solicite la cancelación de la ejecución del plan se suspenderá inmediatamente el cobro de los servicios.

7.3.6.4 DEVOLUCIÓN DE INGRESOS POR PARTE DEL OR.

Cuando se presente incumplimiento en la ejecución del plan por parte de un OR o en caso de que este deje de prestar servicios, el LAC deberá retornar los ingresos recibidos por concepto de la variable INVNUCj a los usuarios del mercado de acuerdo con el valor negativo de la variable CPROGj,m, de acuerdo con la metodología del presente reglamento.

En caso de cancelación de la ejecución del plan el LAC calculará los ingresos recibidos por concepto de la remuneración del plan, para que sean tenidos en cuenta como un menor valor en el costo de prestación. El LAC deberá devolver a los usuarios conectados directamente al STN, el LAC deberá descontar los dineros que el comercializador que corresponda para que este, a su vez, reintegre los valores al usuario específico.

En caso de finalización unilateral del plan el LAC debe calcular los ingresos recibidos por concepto de la cancelación del plan, para que sean tenidos en cuenta como un menor valor en el costo de prestación.

7.3.6.4.1. DETERMINACIÓN DEL CARGO MENSUAL CPROGj,M CUANDO SE CANCELA EL PLAN.

Al siguiente mes de la cancelación del plan en un mercado de comercialización, la variable CPROGj,m se calculará con base en la totalidad de usuarios del mercado de comercialización.

Este valor será calculado y publicado por el LAC los primeros siete (7) días del mes siguiente al de la cancelación.

$$INVNUCD_j = \frac{ITD_j}{\sum_{m=-14}^{-3} VSTN_{j,m} + VCP_j + VCI_j}$$

Donde:

ITD_j:

VSTN_{j,m}:

Ingreso total a devolver por el OR j, en pesos a la fecha de cálculo de acuerdo al numeral 7.3.6.4.2.

Ventas a usuarios conectados directamente al STN asociados al mercado de consumo.

Corresponde a las lecturas tomadas directamente de los medidores de los usuarios.

Cuando el medidor no se encuentre en el lado del STN, la medida se debe restar.

Cuando para una frontera no se disponga de la información del mes respectivo, se utilizará la mejor información disponible en el LAC.

VCP_j,

Ventas en el mercado de comercialización servido por el OR j, durante el periodo calculado de la siguiente manera:

$$VCP_j = \sum_{m=-14}^{-3} \sum_{n=1}^4 \sum_{i=1}^{Ip} vcp_{m,n,i}$$

Donde:

vcp_{m,n,i}:

Energía registrada en el SIC para las fronteras comerciales de responsabilidad de tensión n, en el mercado de comercialización atendido por el OR j, en kWh. Cuando no se disponga de la información para un mes determinado, se utilizará la información disponible.

Ip:

Número total de comercializadores distintos al incumbente en el mercado de consumo.

VCI_j:

Ventas en el mercado de comercialización servido por el OR j, durante doce (12) meses de la siguiente manera:

$$VCI_j = \sum_{m=-14}^{-3} \sum_{n=1}^4 (vciR_{m,n} + vciNR_{m,n})$$

Donde:

vciR_{m,n}:

Ventas durante el mes m, en el nivel de tensión n, del comercializador incumpliente.

Corresponde al consumo de energía eléctrica en kWh que es facturado y

un mes determinado, se utilizará el promedio registrado en el SUI para los

vciNR_{m,n}:

Ventas durante el mes m, en el nivel de tensión n, del comercializador incumpliente.

Corresponde a la energía registrada en el SIC para las fronteras comerciales de responsabilidad de tensión n, en el mercado de comercialización atendido por el OR j.

Cuando no se disponga de la información para un mes determinado, se utilizará la información disponible.

7.3.6.4.2. CÁLCULO DE LOS INGRESOS A DEVOLVER POR PARTE DEL OR. <Numeral modificado>

Los ingresos a devolver se calcularán de la siguiente manera:

$$ITD_j = INVNUC_{j,m} * T * (1 + r)^{\frac{1}{12}}$$

Donde:

ITD _j :	Ingreso total a devolver por el OR j, en pesos, a la fecha de cálculo.
INVNUC _{j,m} :	Costo mensual de las inversiones en activos que no son clasificadas dividiendo la variable INVNUC _{j,m} de que trata el numeral 7.3.2.3 , en
T:	Número de meses del período que inicia a partir del primer mes hasta el último LCPROG antes de la cancelación del plan.
r:	Corresponde a 1,5 veces el interés bancario corriente anual para la modalidad de crédito de cancelación del plan. En caso que este valor sea superior a 18%, se aplicará el 18%.

Notas de Vigencia

- Numeral modificado por el artículo [45](#) de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican al No. 50.929 de 17 de abril 2019

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

7.3.6.4.2 Cálculo de los ingresos a devolver por parte del OR

Los ingresos a devolver se calcularán de la siguiente manera:

$$ITD_j = \left[\sum_{m=1}^T \sum_{i=1}^{It} INVNUC_{i,j,m} \right] * (1 + r)^{n/12}$$

Donde:

ITD_j: Ingreso total a devolver por el OR j, en pesos colombianos a la fecha de cálculo.

T: Período que inicia a partir del primer mes del período de incumplimiento y finaliza el mes para la cancelación del plan.

It: Número total de comercializadores en el mercado de comercialización del OR j durante los períodos de suspensión y cancelación.

INVNUC_j: Costo de las inversiones en activos que no son clasificables como UC del OR j, aplicable a la cancelación del plan.

r: Corresponde a 1,5 veces el interés bancario corriente anual para la modalidad de crédito de cancelación del plan. En caso que este valor supere la tasa máxima permitida, la variable será igual a 18%.

n: Exponente que se calcula de la siguiente manera:

Donde:

Ps: Número de meses entre la suspensión de la remuneración del plan y la cancelación del plan. Igual a 12 meses.

Pd: Número de meses durante los cuales el OR debe devolver los recursos recibidos. Esta variable es igual a 12 meses.

7.3.6.4.3. LIQUIDACIÓN Y RECAUDO.

En caso de devolución de ingresos a los usuarios finales durante la etapa descrita en el numeral [7.3.2.3](#), se sumarán 12 meses, iniciando el segundo mes posterior al de la finalización del plan, según la siguiente expresión:

$$LINVNUC_{i,j} = INVNUCD_j * \sum_{i=1}^T VC_{i,j,m}$$

Donde:

$LINVNUC_{i,j}$: Liquidación por concepto de INVNUC, en el mercado de comercio comercializador i.

$INVNUCD_j$: Costo de las inversiones en activos que no son clasificables como U

$VC_{i,j,m}$: Ventas de energía del comercializador i, en el mercado de comercio STN que hacen parte del mercado de comercialización j.

La determinación de las ventas a usuarios no regulados y para el consumo comercial para la atención de un solo usuario regulado, se hará a través de las ventas a usuarios regulados atendidos por el comercializador incumplidor para el respectivo periodo al SUI.

En las fronteras comerciales que agrupen usuarios regulados atendidos registrada en la frontera comercial f de dicho comercializador y el OR acuerden otro valor de Psf , deberá ser informado.

T: Período que inicia a partir del primer mes del período de incumplimiento o cancelación del plan.

La facturación y recaudo a los agentes comercializadores le corresponderá a los OR, utilizando la lista de precios establecida en el numeral 7.3.7.1.

7.3.7 CÁLCULO DE FLUJOS DE ENERGÍA.

7.3.7.1 ENERGÍA DE ENTRADA PARA CADA NIVEL DE TENSIÓN.

La energía de entrada en cada uno de los niveles de tensión del sistema del OR j, se calcula como si

$$Ee_{j,n,m} = EeG_{j,n,m} + FeSTN_{j,n,m} + FeOR_{j,n,m} + FeNS_{j,n,m}$$

Donde:

$Ee_{j,n,m}$: Energía de entrada al sistema del OR j en el nivel de tensión n durante el mes m.

$EeG_{j,n,m}$: Energía entregada por los generadores, incluyendo plantas menores y mayores, expresada en kWh. Corresponde a la suma de las energías entregadas por los agentes.

$FeSTN_{j,n,m}$: Flujo de energía del STN al sistema del OR j en el nivel de tensión n, entre las fronteras comerciales, sin referir al STN, registradas en el SIC para los puntos de conexión en los cuales exista un transformador trifásico. Para los puntos de conexión en los cuales no exista un transformador trifásico, se deberá reportar mensualmente al ASIC los valores de energía de entrada al sistema de STN y efectúe la asignación al nivel de tensión que corresponda.

$FeOR_{j,n,m}$: Flujo de energía desde el sistema de otro OR al sistema del OR j, en kWh. Las energías medidas en cada frontera comercial entre OR, sin referir al STN, se sumarán y se dividirán entre los niveles de tensión superiores en el sistema de OR.

$FeNS_{j,n,m}$: Flujo de energía desde niveles de tensión superiores en el sistema de OR al sistema del OR j, en kWh. El valor de este flujo se establece en el numeral 7.3.7.3.

n: Corresponde al nivel de tensión para el cual se determina la energía de entrada.

7.3.7.2 ENERGÍA DE SALIDA PARA CADA NIVEL DE TENSIÓN.

La energía de salida en cada uno de los niveles de tensión del sistema del OR j, se calcula como:

$$Es_{j,n,m} = EsVFC_{j,n,m} + EsVSFC_{j,n,m} + FsSTN_{j,n,m} + FsOR_{j,n,m}$$

Donde:

Es _{j,n,m} :	Energía de salida del sistema del OR j en el nivel de tensión n, duran
EsVFC _{j,n,m} :	Ventas de energía en las fronteras comerciales del nivel de tensión suma de las medidas en las fronteras comerciales registradas en el S de energía a usuarios no regulados de todos los comercializadores c Incluye la energía entregada a los auxiliares de las subestaciones.
EsVSFC _{j,n,m} :	Ventas de energía en el sistema del OR j, en el nivel de tensión regulados del comercializador incumbente, que es facturado y reposa existe la medición individual en áreas especiales, y la energía puesta la energía entregada a los auxiliares de las subestaciones.
FsSTN _{j,n,m} :	Flujo de energía de salida en el nivel de tensión n desde los puntos de las energías medidas en las fronteras comerciales, sin referir al S'
FsOR _{j,n,m} :	Flujo de energía de salida desde el sistema del OR j en el nivel de tensión n: de las energías medidas en las fronteras comerciales entre OR, sin re
	Corresponde al nivel de tensión para el cual se determina la energía

En el cálculo de la variable ES_{j,n,m} no se debe tener en cuenta la energía recuperada.

7.3.7.3 ENERGÍA DE ENTRADA DESDE NIVELES DE TENSIÓN SUPERIORES.

La energía de entrada desde niveles de tensión superiores hacia cada uno de los niveles de tensión es:

$$FeNS_{j,n,m} = \sum_{k=n+1}^4 ((Ee_{j,k,m} - Es_{j,k,m} - EPR_{j,k,m}) * FDF_{j,k \rightarrow n,m})$$

Donde:

FeNS _{j,n,m} :	Energía de entrada desde niveles de tensión superiores al nivel de tensión 4 el valor de FeNS,j,4,m es cero.
Ee _{j,k,m} :	Energía de entrada en el nivel de tensión superior k del sistema del OR j
Es _{j,k,m} :	Energía de salida del sistema del OR j, en el nivel de tensión superior k
EPR _{j,k,m} :	Energía de pérdidas de energía reconocidas en el nivel de tensión superior k multiplicar el índice de pérdidas reconocidas del nivel de tensión respectivo
FDF _{j,k,n,m} :	Factor de distribución del flujo de energía en el sistema del OR j, desc
n:	Mientras el OR implemente la medida entre niveles de tensión, se utilizará tardar a partir del decimotercer mes de inicio del plan este factor de 0.5. Cuando el OR no envíe la información correspondiente, el LAC utilizará
k:	Corresponde al nivel de tensión para el cual se determina energía de entrada
	Corresponde al nivel de tensión superior. Toma los valores de 2, 3 o 4

CAPITULO 8. CONFORMACIÓN DE STR.

Se conforman dos (2) STR con los activos del nivel de tensión 4 de los OR enumerados en cada uno de los siguientes:

8.1 STR NORTE.

1. Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.

8.2 STR CENTRO-SUR.

1. Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P.

2. Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P.
3. Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P.
4. Codensa S.A. E.S.P.
5. Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P.
6. Compañía Energética del Tolima S.A. E.S.P.
7. Compañía Energética de Occidente S.A. E.S.P.
8. Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P.
9. Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.
10. Electrificadora del Caquetá. S.A. E.S.P.
11. Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.
12. Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.
13. Empresa de Energía de Arauca S.A. E.S.P.
14. Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.
15. Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P.
16. Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P.
17. Empresa de Energía del Casanare S.A. E.S.P.
18. Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P.
19. Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P.
20. Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P.
21. Empresa de Energía del Valle del Sibundoy S.A. E.S.P.
22. Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare S.A. E.S.P.
23. Empresas Municipales de Cali EICE E.S.P.
24. Empresas Municipales de Cartago S.A. E.S.P.
25. Empresas Municipales de Energía Eléctrica S.A. E.S.P.
26. Empresas Públicas de Medellín E.S.P.
27. Ruitoque S.A. E.S.P.

CAPITULO 9. CARGOS HORARIOS.

<Encabezado modificado por el artículo 1 de la Resolución 222 de 2021. El nuevo texto es el siguiente:

Los cargos horarios serán aplicados a todos los usuarios conectados al sistema de un OR que disponen

de 2014.

La determinación del consumo horario se efectuará acorde con la lectura del medidor.

El cálculo y aplicación de los cargos horarios iniciará cuatro (4) meses después de la fecha de entrada permita el cálculo de costo unitario en forma horaria.

Notas de Vigencia

- Encabezado modificado por el artículo 1 de la Resolución 222 de 2021, 'por la cual se modifica el numeral 51.934 de 31 de enero de 2022.

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

Los cargos horarios serán aplicados a todos los usuarios conectados al sistema de un OR que dispone de la resolución 2492 de 2014.

La determinación del consumo horario se efectuará acorde con la lectura del medidor.

El cálculo y aplicación de los cargos horarios iniciará dos (2) meses después de que todos los OR comiencen la remuneración contenida en esta resolución.

9.1 PERIODOS DE CARGA MÁXIMA, MEDIA Y MÍNIMA. <Numeral modificado por el artículo 46 de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican al numeral 50.929 de 17 de abril de 2019

A más tardar el 28 de febrero de cada año, el LAC debe determinar para cada STR los períodos de carga máxima, media y mínima de los niveles de tensión, con base en las lecturas de las fronteras comerciales, incluyendo las de los OR conectados.

Con este propósito se utilizará la energía que representa la demanda de cada STR, sin tener en cuenta la demanda que se mencionan en los literales a, b y c de este numeral.

Por su parte, los OR deben determinar los períodos de carga máxima, media y mínima de los niveles de tensión, con base en las lecturas de las fronteras comerciales, incluyendo las de los OR conectados.

Los OR deben entregar al LAC la información de los períodos de carga por nivel de tensión antes de la fecha de entrada en vigencia de su resolución particular.

Un criterio para determinar estos períodos de carga se basa en el porcentaje de carga que se presenta en cada hora del día.

Los porcentajes recomendados para establecer estos períodos son los siguientes:

- a) Período de carga máxima (x): horas en las cuales el porcentaje de carga es mayor al 95% de la promoción.
- b) Período de carga media (z): horas en las cuales el porcentaje de carga es mayor al 75% y menor al 95% de la promoción.
- c) Período de carga mínima (y): las demás horas del día no consideradas en los períodos de carga máximas y medias.

Notas de Vigencia

- Numeral modificado por el artículo [46](#) de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican al numeral 50.929 de 17 de abril de 2019

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

9.1 PERIODOS DE CARGA MÁXIMA, MEDIA Y MÍNIMA

El OR debe determinar los períodos de carga máxima, media y mínima en función de la curva de comerciales, incluyendo las de distribución.

Un criterio para determinar estos períodos de carga se basa en el porcentaje de carga que se presenta:

Los porcentajes recomendados para establecer estos períodos son los siguientes:

- a. Período de carga máxima (x): horas en las cuales el porcentaje de carga es mayor al 95 % de la demanda promedio.
- b. Período de carga media (z): horas en las cuales el porcentaje de carga es mayor al 75 % y menor al 95 % de la demanda promedio.
- c. Período de carga mínima (y): las demás horas del día no consideradas en los períodos de carga máxima y media.

El número de períodos horarios resultantes dependerá de la forma de la curva de carga.

9.2 CÁLCULO DE CARGOS HORARIOS.

A partir del costo en un mes y nivel de tensión determinados, el LAC calcula el cargo monomio por hora.

Los cargos para un nivel de tensión particular se calculan a partir del cargo acumulado, calculado por:

- a. Los costos que recupera la empresa utilizando los cargos monomios horarios deben ser iguales a los costos totales.
- b. Los cargos monomios horarios son proporcionales a la potencia promedio de cada período de carga.
- c. La magnitud de la energía de la hora i-ésima es igual a la magnitud de la potencia de la hora i-ésima multiplicada por el tiempo de duración de la hora i-ésima.
- d. Los cargos monomios horarios son proporcionales a la potencia promedio resultante, de acuerdo con la ecuación:

Los cargos monomios horarios por nivel de tensión $D_{x,n,j,m,t}$, $D_{z,n,j,m,t}$ y $D_{y,n,j,m,t}$ se obtienen mediante las siguientes expresiones:

<Fórmulas modificadas por el artículo 6 de la Resolución 199 de 2019. El nuevo texto es el siguiente:

$$H_x * P_x * D_{x,n,j,m,t} + H_z * P_z * D_{z,n,j,m,t} + H_y * P_y * D_{y,n,j,m,t} = D_{n,j,m,t} * \sum_{i=1}^{24} P_i$$

$$\frac{D_{x,n,j,m,t}}{D_{z,n,j,m,t}} = \frac{D_{z,n,j,m,t}}{D_{y,n,j,m,t}} = fch$$

Notas de Vigencia

- Fórmulas modificadas por el artículo 6 de la Resolución 199 de 2019, 'por la cual se modifican las Resoluciones 36 de 2019 y 199 de 2019' No. 51.184 de 2 de enero 2020.

- Fórmula 1 modificada por el artículo [47](#) de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican las Resoluciones 36 de 2019 y 199 de 2019' No. 50.929 de 17 de abril 2019

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018, parcialmente modificado por la

<Fórmula modificada por el artículo [47](#) de la Resolución 36 de 2019. El nuevo texto es el siguiente:

$$\frac{1}{fch} * H_x * P_x * D_{x,n,j,m,t} + H_z * P_z * D_{z,n,j,m,t} + fch * H_y * P_y * D_{y,n,j,m,t} = D_{t,n,j,m,t} * \sum_{i=1}^{24} P_i$$

$$\frac{D_{x,n,j,m,t}}{fch * D_{z,n,j,m,t}} = \frac{P_x}{P_z}$$

$$\frac{D_{x,n,j,m,t}}{fch^2 * D_{y,n,j,m,t}} = \frac{P_x}{P_y}$$

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

$$\frac{1}{fch} * H_x * P_x * D_{x,n,j,m,t} + H_z * P_z * D_{z,n,j,m,t} + fch * H_y * P_y * D_{y,n,j,m,t} = D_{t,n,j,m,t} * \sum_{i=1}^{24} P_i$$

$$\frac{D_{x,n,j,m,t}}{fch * D_{z,n,j,m,t}} = \frac{P_x}{P_z}$$

$$\frac{D_{x,n,j,m,t}}{fch^2 * D_{y,n,j,m,t}} = \frac{P_x}{P_y}$$

Donde:

fch:

H_x, H_z y H_y :

P_x, P_z y P_y :

$D_{x,n,j,m,t}$:

$D_{z,n,j,m,t}$:

$D_{y,n,j,m,t}$:

$D_{t,n,j,m,t}$:

Factor para ampliar la diferencia entre los cargos horarios. Durante los

Número de horas asociadas con cada uno de los períodos horarios, de

período de carga media y H_y para el período de carga mínima, en el n

Potencia resultante de promediar las potencias (P_i) asociadas con l

numeral [9.1](#). P_x para el período de carga máxima, P_z para el período de

Cargo por uso para la franja de horas de carga máxima del OR j en el n

igual a $D_{x,n,R,m,t}$.

Cargo por uso para la franja de horas de carga media del OR j en el n

a $D_{z,n,R,m,t}$

Cargo por uso para la franja de horas de carga mínima del OR j en el n

igual a $D_{y,n,R,m,t}$

Cargo por uso del OR j en el nivel de tensión n en el mes m del año t.

CAPITULO 10.CARGOS POR RESPALDO DE LA RED.

<Parte modificada por el artículo [48](#) de la Resolución 36 de 2019. El nuevo texto es el siguiente:>

Cualquier usuario autogenerador del SDL o STR con capacidad instalada igual o mayor a 100 kW c

sujeto a la disponibilidad técnica del OR.

Los usuarios autogeneradores del SDL o STR con capacidad instalada inferior a 100 kW que requie

Durante los primeros cinco años de aplicación de los ingresos y cargos calculados con base en la pr

expresiones:

$$CRP_{u,n,t} = \max [CRt_{u,n,t}, CR_{u,n,0}]$$

$$CRt_{u,n,t} = CR_{u,n,0} + b * \left(\frac{CRESP_{u,n} - CR_{u,n,0}}{5} \right)$$

Donde:

CRP _{u,n,t} :	Costo de respaldo a pagar por el usuario u, en el nivel de tensión n, en el año t.
CRt _{u,n,t} :	Costo de respaldo de transición para el usuario u, en el nivel de tensión n, en el año t.
CR _{u,n,0} :	Costo de respaldo contratado por el usuario u, en el nivel de tensión n, en el primer año de aplicación de cargos con base en esta resolución. En caso de no existir ninguno pago, se debe calcular según el número 5.
b:	Variable que representa el año de aplicación a partir de la entrada en vigencia de costos al OR (5).
CRESP _{u,n} :	Costo de respaldo de red del usuario u en el nivel de tensión n, calculado según el número 5.

A partir del año 6 y hasta que se reemplace la presente metodología, el pago anual por respaldo será:

Notas de Vigencia

- Parte modificada por el artículo [48](#) de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican algunos artículos de la Resolución 50.929 de 17 de abril 2019'

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

Cualquier usuario autogenerador del SDL o STR con capacidad instalada igual o mayor a 100 kW y sujeto a la disponibilidad técnica del OR.

Los usuarios autogeneradores del SDL o STR con capacidad instalada inferior a 100 kW que requieren:

Durante los primeros cinco años de aplicación de los ingresos y cargos calculados con base en las siguientes expresiones:

$$CRP_{u,n,t} = \max [CRt_{u,n,t}, CR_{u,n,0}]$$

$$CRt_{u,n,t} = CR_{u,n,0} + b * \left(\frac{CRESP_{u,n} - CR_{u,n,0}}{5} \right) * \frac{IPP_{dic\ t-1}}{IPP_0}$$

Donde:

CRP_{u,n,t}: Costo de respaldo a pagar por el usuario u, en el nivel de tensión n, en el año t.

CRt_{u,n,t}: Costo de respaldo de transición para el usuario u, en el nivel de tensión n, en el año t.

CR_{u,n,0}: Costo de respaldo contratado por el usuario u, en el nivel de tensión n, en el año cero (0) de aplicación de cargos con base en esta resolución. En caso de no existir ninguno pago, se debe calcular según el número 5.

b: Variable que representa el año de aplicación a partir de la entrada en vigencia de costos al OR (5).

CRESP_{u,n}: Costo de respaldo de red del usuario u en el nivel de tensión n, calculado según el número 5.

IPPdic t-1: Índice de precios al productor de diciembre del año anterior a aquel en el que se requiere.

IPP0: Índice de precios al productor de diciembre del año anterior a aquel en el que se inicia con 1.

A partir del año 6 y hasta que se reemplace la presente metodología, el valor por el respaldo será:

10.1 COSTO DE RESPALDO CONTRATADO ($CR_{U,N,0}$).

El costo aquí calculado por disponibilidad de capacidad de respaldo de la red es un máximo y las partes:

$$CR_{u,n,0} = I_{TOTAL} + AOM_{TOTAL}$$

La anualidad de la inversión correspondiente al servicio de respaldo se calculará así:

<Fórmula modificada por el artículo [49](#) de la Resolución 36 de 2019. El nuevo texto es el siguiente>

$$I_{TOTAL} = [(I_T * CTr) + I_L + I_E] * \frac{IPP_m}{IPP_0}$$

<Ver Notas de Vigencia - Modificación temporal al factor de indexación>

Notas de Vigencia

- Consultar la modificación temporal a la que podrán acogerse los OR para el factor de indexación de septiembre de 2022, 'por la cual se permite el cambio de IPP para el cálculo de componentes del costo publicada en el Diario Oficial No. 52.162 de 19 de septiembre de 2022.

No encuentra el editor el factor de indexación al que se refiere el artículo 4 de la Resolución 101-

Notas de Vigencia

- Fórmula modificada por el artículo [49](#) de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican alícuotas No. 50.929 de 17 de abril 2019

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

$$I_{TOTAL} = \left[(I_T * CTr) + (I_L + I_E) \left(\frac{r}{1 - (1 + r)^{-V_i}} \right) \right] * \frac{IPP_m}{IPP_0}$$

Con:

<Fórmulas modificadas por el artículo [49](#) de la Resolución 36 de 2019. El nuevo texto es el siguiente>

$$I_L = l * CR_{i,k} * \left(\frac{r}{1 - (1 + r)^{-V_i}} \right) * P_{CR}$$

$$I_E = P_{CR} * \sum_{i=1}^N \left(CR_{i,k} * \left(\frac{r}{1 - (1 + r)^{-V_i}} \right) \right)$$

Notas de Vigencia

- Fórmulas modificadas por el artículo [49](#) de la Resolución 36 de 2019, 'por la cual se modifican : No. 50.929 de 17 de abril 2019

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

$$I_L = l * CR_{i,k} * P_{CR}$$

$$I_E = P_{CR} * \sum_{n=1}^N CR_{i,k}$$

Donde:

I _{TOTAL} :	Costo de la inversión total anual requerida para la prestación del servicio de respaldo Nacional (IPP).
I _T :	Corresponde al costo de la capacidad de transformación requerida para el servicio (año 2007), independientemente del Nivel de Tensión al cual esté conectado el usuario.
CTr:	Capacidad de transformación (kVA), requerida para el servicio de respaldo.
I _L :	Corresponde a las inversiones en líneas que son utilizadas para prestar el servicio se encuentra la conexión.
I _E :	Corresponde a las inversiones en equipos que son utilizados para prestar el servicio se encuentra la conexión.

Para estos efectos la forma de calcular la inversión total correspondiente es:

l:	Longitud (km), de la línea que es utilizada para prestar el servicio de capacidad de respaldo.
CR _{i,k} :	Costo Reconocido para la UC i, en el año k, reportada por el OR j definido en el capítulo 15.
P _{CR} :	Relación entre la capacidad de respaldo solicitada y la capacidad nominal del equipo. Si los usuarios estos activos se considerarán de conexión y no se les aplicará lo dispuesto en el apartado 15.1.1.
n:	Corresponde a cada uno de los equipos involucrados en la prestación del servicio de respaldo.
r:	Tasa de Retorno para la remuneración con la Metodología de Ingreso Regulado.
V _i :	Vida útil en años, reconocida para la UC i definidas en el capítulo 15 .
IPP _m :	Índice de Precios al Productor Total Nacional, correspondiente al mes m
IPP _o :	Índice de Precios al Productor Total Nacional, correspondiente al mes de diciembre de cada año.

El reconocimiento de los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento, (AOMTOTAL) se hará de acuerdo con lo establecido en el apartado 15.1.1.

- Se realizará el cálculo de la inversión total de los activos necesarios para prestar el respaldo, valorando la tasa de retorno.
- Se tomará la tasa de retorno para la remuneración con la metodología de ingreso regulado.
- El valor del AOM será calculado a partir de la aplicación del porcentaje anual reconocido al OR e índice de precios al productor total nacional.

10.2 COSTO DE RESPALDO DE RED (CRESP_{u,n}).

El costo aquí calculado por respaldo de la red es un costo fijo calculado según la siguiente expresión:

$$CRESP_{u,n} = D_{t_{n,j,m-1,t}} * (365) * h * Pot_u$$

Donde:

CRESP _{u,n} :	Costo anual de respaldo de red del usuario u en el nivel de tensión n, en
D _{t,n,j,m,t} :	Cargo por uso del nivel de tensión n del OR j en el mes m del año t en € a Dt4,R,m,t.
h:	Cantidad de horas del día en las que la carga del circuito o subestación curva definida según lo establecido en el numeral 10.4 .
Pot _u :	Es la potencia definida por el usuario u, en kW, sobre la cual se requiere

10.3 CONTENIDO DEL CONTRATO DE RESPALDO.

Los contratos que se suscriban deben tener en cuenta las siguientes consideraciones mínimas:

- a. Condiciones de verificación anual de disponibilidad de carga en el punto donde se requiere el respaldo y de disponibilidad para respaldo por otras solicitudes de respaldo en el mismo circuito.
- b. Capacidad de respaldo de red contratada, carga instalada del usuario, capacidad de auto o cogenección.
- c. El OR será responsable por la distribución de energía hasta el límite de potencia acordada.
- d. El pago del respaldo remunera la disponibilidad de la red en un momento determinado y es independiente de la red, pagará los cargos por uso que correspondan por la totalidad de la energía consumida.
- e. Cuando la potencia máxima alcanzada por un usuario del STR o SDL supere la potencia respaldada para el control de la potencia máxima a ser entregada por la red. Los costos de suministro e instalación de la situación y su remuneración podrá ser acordada entre las partes en el contrato de respaldo que se suscriba.
- f. Cuando el respaldo de red solicitado requiera una ampliación de la infraestructura disponible no se cobrará los costos asociados con dicha ampliación.

Cuando, para un año determinado, existan varias solicitudes de respaldo sobre una misma infraestructura, se calculará la prorrata de la potencia instalada de los usuarios que solicitaron el respaldo.

10.4 DETERMINACIÓN DE CURVAS DE CARGA.

Al momento de la solicitud de respaldo por parte de algún usuario, el OR debe calcular la curva de carga en función de los siguientes parámetros:

- a. La curva de carga se debe construir con base en la potencia promedio de cada hora, determinada en los períodos de carga se basa en el porcentaje de carga que se presenta en el sistema en una hora particular.
- b. Los datos a utilizar deben corresponder a los registrados en los días hábiles del mes de septiembre.
- c. Se deben especificar los rangos de horas donde la potencia es igual o superior al 95% de la carga media.
- d. Para el nivel de tensión 1, las curvas pueden obtenerse de los equipos de medida instalados en el punto de conexión del circuito en el cual se conecta dicho transformador.
- e. El OR tendrá la obligación de justificar detalladamente el nivel de congestión en cada una de las curvas establecido en el numeral relativo a la capacidad nominal del circuito.

10.5 INGRESOS RECIBIDOS POR RESPALDO.

Durante los primeros diez días calendario de cada año el OR deberá informar al LAC la sumatoria de los ingresos recibidos por respaldo.

calculados según la siguiente expresión:

$$IRespaldo_{j,n,t} = \sum_{u=1}^U CRESP_{u,n,t-1}$$

Donde:

- IRespaldo_{j,n,t}: Ingresos recibidos por parte del OR j en el nivel de tensión n por c
 CRESP_{u,n,t}: Costo de respaldo de red del usuario u en el nivel de tensión n, del
 U: Cantidad de usuarios u que pagaron al OR j cargos por respaldo de

En caso de que el LAC no reciba información alguna sobre un OR determinado, para efectos de cálculo de IRespaldo_{j,n,t} se considerará el valor de IRespaldo_{j,n,t} de mayor valor entre las presentadas.

El valor de la variable IRespaldo_{j,n,t} será tenido en cuenta en la liquidación que haga el LAC para el numeral [2.7](#).

CAPITULO 11.COSTOS ASOCIADOS CON MUNTS.

Cuando un usuario solicite cambio de nivel de tensión y se tenga disponibilidad técnica para efectuarlo, se calcularán los costos para los usuarios a niveles de tensión superiores según la siguiente expresión:

$$CMUNT_{u,n} = \sum_{p=1}^P \frac{(D_{n,m} - D_{nS,m}) * Consumo_u}{(1 + r)^p}$$

Donde:

- CMUNT_{u,n}: Costo asociado con el cambio de nivel de tensión de la conexión del usuario u, en pesos
 D_{n,m}: Cargo por uso de sistemas de distribución D_{n,j,m,t}, (con n= 1, 2 o 3) en el mes m.
 D_{nS,m}: Cargo por uso de sistemas de distribución D_{t4,r,m,t} o D_{n,j,m,t}, (con n= 1, 2 o 3) en el mes m en el que se realiza la solicitud de migración.
 Consumo_u: Consumo anual promedio, en kWh, del usuario que solicita la migración.
 r: Tasa de remuneración de la actividad de distribución para un esquema de acuerdo a la Resolución CREG [070](#) de 1998 para la modalidad de contratación de servicios de distribución.
 p: Número de años de que trata la Resolución CREG [070](#) de 1998 para la modalidad de contratación de servicios de distribución.

Durante los primeros 10 días calendario de cada año, para cada nivel de tensión, el OR debe reportar los siguientes ingresos:

$$IMunts_{j,n,t} = \sum_{u=1}^U CMUNT_{u,n,t-1}$$

Donde:

- IMunts_{j,n,t}: Ingresos del OR j en el nivel de tensión n en el año t, con (n=1, 2 o 3)
 CMUNT_{u,n,t}: Costo asociado con el cambio de nivel de tensión de la conexión del usuario u en el año t, en pesos
 U: Cantidad de usuarios u que migraron entre niveles en el sistema operado.

CAPITULO 12.COSTOS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA REACTIVA.

El costo del transporte de energía reactiva se efectuará con base en la siguiente expresión:

$$CTER_{u,n,h,m,j} = ER_{u,h,m,j} * M * D_{n,h,m}$$

Donde:

$CTER_{u,n,h,m,j}$:

Costo de transporte de energía reactiva en exceso sobre el límite así del sistema operado por el OR j.

$ER_{u,h,m,j}$:

Cantidad de energía reactiva transportada en exceso sobre el límite kVAr.

$D_{n,h,m}$:

Cargo por uso de sistemas de distribución para el transporte de energía reactiva en exceso que se presenta cuando un usuario conectado al sistema, cuando se registró el transporte de energía reactiva en exceso sobre el límite así del sistema operado por el OR j. El cargo por uso aplicable para el pago del transporte de energía reactiva en exceso se presentará en función del sistema y el nivel de tensión en el que se efectúe el consumo de energía reactiva en exceso. Los cargos por uso en el STR; en un SDL que sea parte de un ADD serán iguales a los del OR respectivo.

M:

<Definición variable modificada por el artículo 7 de la Resolución 199 de 2019, 'por la cual se establece la tarifa de electricidad para el año 2020', publicada en el Diario Oficial No. 51.184 de 2 de enero 2020. La variable M es igual a 1 durante los primeros 12 meses en los que se presente la condición de energía reactiva en exceso sobre el límite así del sistema operado por el OR j. A partir del décimosegundo mes, la variable M incrementará mensualmente en una unidad hasta alcanzar el valor de 12. Si la condición de energía reactiva en exceso sobre el límite así del sistema operado por el OR j desaparece durante más de tres meses consecutivos, la variable M regresará a su valor inicial de 1. Si la condición de persistir el consumo de energía reactiva en exceso sobre el límite así del sistema operado por el OR j persiste más de 12 meses, la variable M permanecerá en su valor final de 12.

Notas de Vigencia

- Definición variable M modificada por el artículo 7 de la Resolución 199 de 2019, 'por la cual se establece la tarifa de electricidad para el año 2020', publicada en el Diario Oficial No. 51.184 de 2 de enero 2020.

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

M: Variable asociada con el periodo mensual en el que se presenta el transporte de energía reactiva en exceso sobre el límite así del sistema operado por el OR j. Cuando el transporte de energía reactiva en exceso sobre el límite así del sistema operado por el OR j se presente durante cualquier periodo mensual, el factor M será igual a 1.

Cuando el transporte de energía reactiva en exceso sobre el límite así del sistema operado por el OR j se presente durante cualquier periodo mensual, el factor M será igual a 1 durante los primeros 12 meses en los que se presente esta condición y, a partir del décimosegundo mes, la variable M incrementará mensualmente en una unidad hasta alcanzar el valor de 12. Si la condición de energía reactiva en exceso sobre el límite así del sistema operado por el OR j desaparece durante más de tres meses consecutivos, la variable M regresará a su valor inicial de 1. Durante los primeros doce meses de vigencia de la presente resolución este factor será igual a 1.

El pago del costo de transporte de energía reactiva se deberá efectuar cuando un OR o un usuario final registre en su frontera comercial un consumo de energía reactiva inductiva consumida por un OR sea mayor al cincuenta por ciento de la diferencia entre los niveles de tensión 3, 2 o 1. En este caso, para calcular el exceso de transporte de energía reactiva se entenderá como punto de frontera los puntos de conexión con otros sistemas (STN, OR) en un sistema de interconexión, considerando la dirección de los flujos de energía activa y reactiva a través de dichos puntos de frontera y la cantidad de kVAr transportados.

- When the user final registers in its commercial frontier a consumption of reactive energy (kVArh) inductive consumed by an OR is greater than fifty percent of the difference between the levels of voltage 3, 2 or 1. In this case, to calculate the excess of transport of reactive energy it will be understood as frontier points the connection points with other systems (STN, OR) in a system of interconnection, considering the direction of the flows of active and reactive energy through these frontier points and the quantity of kVAr transported.
- When a final user registers in its commercial frontier a consumption of reactive energy (kVArh) inductive consumed by an OR is greater than fifty percent of the difference between the levels of voltage 3, 2 or 1. In this case, to calculate the excess of transport of reactive energy it will be understood as frontier points the connection points with other systems (STN, OR) in a system of interconnection, considering the direction of the flows of active and reactive energy through these frontier points and the quantity of kVAr transported.

c. Cuando se registre en una frontera comercial el transporte de energía reactiva capacitiva, independiente sobre la totalidad de energía reactiva registrada.

El costo de transporte de energía reactiva en exceso será liquidado y facturado directamente por el OR al usuario causante del transporte de energía reactiva, quien a su vez trasladará este cobro al usuario final.

El 50% de dichos valores deberán ser reportados anualmente al LAC para que sean restados de la liquidación.

Se exceptúa de pago del costo de transporte de energía reactiva a las plantas generadoras, las cuales no tienen potencia reactiva.

Durante los primeros 10 días calendario de cada año, para cada nivel de tensión, el OR debe reportar:

$$IReactiva_{j,n,t} = \frac{1}{2} \sum_{u=1}^U \sum_{m=1}^{12} \sum_{h=1}^{24} CTER_{u,n,h,m,j,t-1}$$

Donde:

IReactiva_{j,n,t}:

Ingresos a descontar al OR j en el nivel de tensión n por concepción.

CTER_{u,n,h,m,j,t-1}:

Costo de transporte de energía reactiva en exceso sobre el límite establecido en el mes m, del sistema operado por el OR j.

U:

Cantidad de usuarios u que pagaron al OR j cargos por transporte de energía reactiva.

En caso de que el LAC no reciba información alguna sobre un OR determinado, para efectos de cálculo se considerará el valor promedio de mayor valor entre las presentadas.

CAPITULO 13. REMUNERACIÓN DE PROYECTOS DE EXPANSIÓN DE COBERTURA EN ZONAS INTERCONECTABLES

De acuerdo con las obligaciones señaladas en el Decreto 1623 de 2015, modificado por el Decreto 1000 de 2016, se establece la remuneración de los proyectos de expansión de cobertura de los OR en zonas interconectables al SIN.

13.1 ALCANCE.

Las reglas contenidas en este capítulo serán aplicables aquellos proyectos de expansión de cobertura en zonas interconectables como se definen en el Decreto 1623 de 2015 o aquel que lo modifique o complemente, así como en el Plan Minero Energético en el último Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica, PIIE.

13.2 CRITERIOS PARA LA PRESENTACIÓN DE LOS PROYECTOS.

Los criterios para la presentación de los proyectos de expansión de cobertura para su remuneración son:

a. A partir de las necesidades identificadas en el PIEC vigente, el OR deberá elaborar un plan anual de expansión de cobertura en zonas interconectables a su sistema.

b. Los OR deberán determinar los usuarios sin servicio ubicados en zonas interconectables a su sistema y deberán suministrarse a la UPME en los términos que esta determine.

c. El plan anual de expansión debe incluir cada uno de los proyectos de inversión que permitan la implementación de las mejoras.

Este plan debe ser enviado a la UPME quien evaluará si los proyectos de inversión propuestos corresponden a las necesidades identificadas en el PIEC.

Los OR deberán aplicar el procedimiento que la UPME establezca para la evaluación de los proyectos que la UPME determine.

- d. Los OR deberán enviar a la Comisión el plan de expansión de cobertura ajustado y el concepto de los proyectos.
- e. Los proyectos presentados solo pueden incluir activos de uso asimilados a las UC definidas en el plan de expansión.
- f. No se deben incluir activos empleados exclusivamente para la prestación del servicio de alumbrado público.
- g. El OR deberá valorar de forma separada cada proyecto de expansión de cobertura de su plan de expansión.
- h. Los proyectos deberán incluir la instalación de sistemas de medición en los niveles de tensión 2 y 3 de los proyectos además de medidores en los transformadores de distribución. Estos activos no podrán ser facturados por el proveedor de servicios.
- i. El OR deberá suministrar toda la información necesaria de los proyectos para su valoración, priorizando la ejecución de los mismos.

13.3 PRIORIZACIÓN DE PROYECTOS.

Los proyectos presentados por los OR serán priorizados de acuerdo con los criterios que defina el Manual de Procedimientos de la UPME.

En la remuneración se incluirán los proyectos considerando el máximo incremento tarifario establecido por la UPME, en cumplimiento del Decreto 1513 de 2016.

13.4 SOLICITUD ANUAL DE REMUNERACIÓN.

Los OR deben presentar los proyectos de expansión de cobertura del primer año en la solicitud inicial de expansión de cobertura del año siguiente.

En circular aparte la Comisión establecerá el procedimiento y formato de solicitud de remuneración.

- a. Listado de proyectos.
- b. Listado de unidades constructivas que conforman cada proyecto.
- c. Valoración del proyecto con las UC definidas en el capítulo [14](#).
- d. Código de la subestación, alimentador y nodo eléctrico en donde se planea conectar el proyecto.
- e. Número de usuarios potenciales y proyección de demanda a atender.
- f. Ubicación geográfica de los usuarios potenciales.
- g. Concepto de aprobación por parte de la UPME.
- h. Las demás que la circular señale.

13.5 VALORACIÓN DE LOS PROYECTOS.

La valoración de los proyectos de expansión de cobertura se calculará de la siguiente forma:

$$IEXC_{p,j,t} = \sum_{l=1}^{L_{p,j,t}} \sum_{n=1}^{N_{p,j,t}} IEXC_{p,j,n,l,t}$$

IEXC _{p,j,t} :	Valor de la inversión asociada al proyecto p de expansión de cobertura en el nivel de tensión j en el año t.
IEXC _{p,j,n,l,t} :	Valor del proyecto de expansión p del OR j en el nivel de tensión n en la categoría l en el año t.
L _{p,j,t} :	Número total de categorías l incluidas en proyecto de expansión de cobertura en el año t.
N _{p,j,t} :	Número total de niveles de tensión del proyecto de expansión de cobertura en el año t.

La variable IEXC_{p,j,n,l,t} se calcula de la siguiente forma:

$$IEXC_{p,j,n,l,t} = \sum_{i=1}^{UCP_{p,j,n,l,t}} FTR_i * CR_i * PU_i * (1 - RPP_i)$$

Donde:

IEXC _{p,j,n,l,t} :	Valor del proyecto de expansión p del OR j en el nivel de tensión n en la categoría l en el año t.
UCP _{p,j,n,l,t} :	Número de UC incluidas en el proyecto de expansión p del OR j en el año t que fueron trasladadas y siguen en operación.
FTR _i :	Factor que remunera el costo adicional por personal y transporte de la unidad de medida en los niveles de tensión 3 y 4 es 1.
CR _i :	Valor de la UC i, definidos en el capítulo 14 .
PU _i :	Fracción del costo de la UC i que es reconocida mediante cargos por uso.
RPP _i :	Fracción del costo de la UC i que es remunerada vía cargos por uso que no implica superar el límite establecido.

13.6 OBLIGACIONES DE LOS OR.

Frente a los proyectos de expansión de cobertura puestos en operación por los OR, estos deben:

- Realizar el reporte anual de las unidades constructivas de los proyectos.
- Incluir en su sistema de información geográfica los proyectos puestos en operación, como mínimo diferenciados de la demás infraestructura. La georreferenciación de la infraestructura deberá incluir la información georreferenciada.
- La información georreferenciada se debe mantener actualizada.

En caso que el OR no reporte la información de los proyectos en operación no podrá solicitar la renegociación de su contrato.

13.7 CÁLCULO DEL INCREMENTO TARIFARIO.

Para establecer los proyectos de expansión de cobertura que se incluirán en el cargo que remunera la inversión presentados por los OR de acuerdo con los criterios que señale el MME e incluirá en la variable IAEC_{j,n,l,t} establecido.

El valor total de los proyectos de expansión de cobertura aprobados se calculará de la siguiente forma:

$$IAEC_{j,n,l,t} = \sum_{p=1}^{PEC_{j,n,l,t}} IEXC_{p,j,n,l,t}$$

IAEC _{j,n,l,t} :	Inversión aprobada en proyectos de expansión de cobertura del OR j en el nivel de tensión n en la categoría l en el año t.
IEXC _{p,j,n,l,t} :	Valor del proyecto de expansión p del OR j en el nivel de tensión n en la categoría l en el año t.
PEC _{j,n,l,t} :	Número de proyectos aprobados al OR j en el nivel de tensión n en la categoría l en el año t que implican superar el máximo incremento tarifario establecido por el MM.

El valor total de los proyectos de expansión de cobertura puestos en operación se calculará de la sig

$$IREC_{j,n,l,t} = \sum_{i=1}^{UCPR_{j,n,l,t}} FTR_i * CR_i * PU_i * (1 - RPP_i)$$

IREC _{j,n,l,t} :	nversión en activos puestos en operación en los proyectos de expa de acuerdo con este capítulo.
IUCPR _{p,j,n,l,t} :	Número de UC puestas en operación en los proyectos de expansió No se incluyen las UC que fueron trasladadas y siguen en operación
FTR _i :	Factor que remunera el costo adicional por personal y transporte de para los niveles de tensión 3 y 4 es 1.
CR _i :	Valor de la UC i, definidos en el capítulo 14 .
PU _i :	Fracción del costo de la UC i que es reconocida mediante cargos po
RPP _i :	Fracción del costo de la UC i que es remunerada vía cargos por uso

13.8 FORMATO DE REPORTE DE INFORMACIÓN.

La CREG en circular aparte, publicará el contenido del informe, los formatos y el procedimiento de
y de aquellos puestos en operación.

13.9 SEGUIMIENTO PLANES DE EXPANSIÓN DE COBERTURA.

Los proyectos de inversión ejecutados por los OR en cumplimiento de su plan anual de expansión c

13.10 PUBLICIDAD Y DIFUSIÓN DE LOS PLANES DE INVERSIÓN.

Los proyectos de inversión ejecutados por los OR en cumplimiento de su plan anual de expansión c

CAPITULO 14. UC PARA VALORACIÓN DE ACTIVOS NUEVOS.

En este capítulo se definen las UC de los STR y SDL para la valoración de las inversiones en todos

Los costos socio-ambientales y de servidumbres relacionados estrictamente con los proyectos de ac
siguiente al de entrada en operación del proyecto de la siguiente manera:

- Cuando dichos costos sean menores o iguales al 5% del valor de las UC de los activos relacionados correspondan.
- En el caso de las servidumbres cuyo valor excede el 5% del costo de las UC del proyecto, serán re
determine a través de sentencia judicial. Los costos sociales o ambientales que superen el 5% del co
ANLA o la autoridad que corresponda en cada caso.

Cuando existan activos con características técnicas distintas a las de las UC establecidas, los OR pc
acompañada de las consideraciones técnicas que justifican la creación de la UC especial, el costo de
adquisiciones directas se debe adjuntar tres cotizaciones de suministro e instalación de los equipos o
enviar los documentos que acreditan su realización incluyendo los pliegos de solicitudes, términos o

Las UC establecidas por la Comisión contienen los equipos y accesorios necesarios para la prestaci
normatividad vigente en materia de seguridad.

Para la clasificación de los activos en las UC se tendrá en cuenta lo siguiente:

14.1 UC ASOCIADAS A SUBESTACIONES.

- a. Se considerarán como activos de conexión al STN las siguientes UC: la bahía de transformador c a 220 kV y secundaria cualquier tensión inferior a 220 kV y la bahía de transformador del lado de t
- b. Pertenecen a nivel de tensión 4 todas las UC que sirven en forma exclusiva este nivel de tensión, de tensión, módulos comunes de este nivel de tensión, los módulos de barraje, módulos de compensación con tensión primaria y secundaria en éste nivel de tensión y los activos de conexión al STN con tensión.
- c. Para las UC de transformadores de potencia se define un componente de costo fijo de instalación por tensión. El OR debe reportar para cada nivel de tensión el tipo de transformador con su capacidad a
- d. Se definen UC de equipos en niveles de tensión 4, 3 y 2, que corresponden a elementos no incluidos de forma separada, en caso de contar con estos equipos en su sistema.
- e. Para los niveles de tensión 3 y 2 las bahías de conexión de equipos de compensación se asimilan como una UC.
- f. El módulo común es el conjunto de equipos y obras comunes que sirven a la subestación en ese nivel civil no asociadas a una UC en particular.
- g. Los elementos de protección de barras, sistemas de control y comunicaciones se reconocen como una UC.
- h. El edificio de control se reconoce como una UC denominada casa de control.
- i. Se debe reportar una UC de módulo común por cada nivel de tensión existente en la subestación.
- j. El costo de la UC de módulo común se define por bahía y, por tanto, para calcular el valor del módulo común se considera que pertenece una subestación y luego, multiplicar el número de bahías existentes en la subestación, en este nivel de tensión dado que el valor presentado es para la subestación.
- k. En subestaciones con nivel de tensión 4, se definen dos grupos de UC de módulos comunes dependiendo y conforme al número de bahías así: módulo común tipo 1 para S/E de 1 a 4 bahías, módulo común tipo 2 para S/E de 5 a 8 bahías; módulo común tipo 3 para S/E de 9 a 12 bahías y módulo común tipo 4 para S/E con más de 12 bahías. Luego de conocer la clasificación de la UC, se debe multiplicar el valor presentado es por bahía.
- l. En subestaciones de nivel de tensión 4, las UC de módulo de barraje se asocian con el número de bahías en este nivel de tensión dado que el valor presentado es para S/E de 1 a 4 bahías; módulo de barraje tipo 2 para S/E de 5 a 8 bahías; módulo de barraje tipo 3 para S/E de 9 a 12 bahías y módulo de barraje tipo 4 para S/E con más de 12 bahías.
- m. En subestaciones con nivel de tensión 3, se definen 4 UC de módulo común por bahía: módulo común tipo 1 para S/E de 1 a 3 bahías; módulo común tipo 2 para S/E de 4 a 6 bahías; módulo común tipo 3 para S/E de 7 a 9 bahías y módulo común tipo 4 para S/E con más de 10 bahías. Luego de multiplicar el valor de la UC por el número de bahías en este nivel de tensión dado que el valor presentado es para la subestación.
- n. En subestaciones con nivel de tensión 3, las UC de módulo de barraje se asocian al número de bahías en este nivel de tensión dado que el valor presentado es para S/E de 1 a 3 bahías; módulo de barraje tipo 2 para S/E de 4 a 6 bahías; módulo de barraje tipo 3 para S/E de 7 a 9 bahías y módulo de barraje tipo 4 para S/E con más de 10 bahías.
- o. En subestaciones con nivel de tensión 2, se definen 4 UC de módulo común por bahía: módulo común tipo 1 para S/E de 1 a 3 bahías; módulo común tipo 2 para S/E de 4 a 6 bahías; módulo común tipo 3 para S/E de 7 a 9 bahías y módulo común tipo 4 para S/E con más de 10 bahías. Luego de multiplicar el valor de la UC por el número de bahías en este nivel de tensión dado que el valor presentado es para la subestación.
- p. En subestaciones con nivel de tensión 2, las UC de módulo de barraje se asocian al número de bahías en este nivel de tensión dado que el valor presentado es para S/E de 1 a 3 bahías; módulo de barraje tipo 2 para S/E de 4 a 6 bahías; módulo de barraje tipo 3 para S/E de 7 a 9 bahías y módulo de barraje tipo 4 para S/E con más de 10 bahías.
- q. El costo de la casa de control de la subestación se define en función del área resultante de la cantidad de bahías en este nivel de tensión dado que el valor presentado es para la subestación.

las áreas reconocidas conforme con la siguiente expresión:

$$CEC_{n,s} = (AG_{n,s} + ABh * Bh_{n,s} + ACE * Ce_{n,s}) * CC$$

Donde:

CEC _{n,s} :	Costo del edificio de control de la subestación s con nivel de tensión n en el lado de alta.
AG _{n,s} :	Área general de la subestación s con nivel de tensión n en el lado de alta, (n = 3)
ABh:	Área reconocida para cualquier bahía de transformador o de línea de nivel de tensión n.
Bh _{n,s} :	Número de bahías de transformador y de línea de los niveles de tensión 2, 3, 4 y 5.
ACE:	Área reconocida para cualquier celda de la subestación de nivel de tensión 3 o 4.
Ce _{n,s} :	Número de celdas en operación en la subestación s con nivel de tensión n en el lado de alta.
CC:	Costo por metro cuadrado del edificio de control de la subestación igual a \$ 2.600.

r. El OR deberá reportar el área obtenida de la aplicación de la anterior fórmula para cada subestación.

s. <Literal modificado por el artículo [19](#) de la Resolución 85 de 2018. El nuevo texto es el siguiente: transformadores de conexión al STN se reconocen en el nivel de tensión del secundario del transformador más de uno.

Notas de Vigencia

- Literal modificado por el artículo [19](#) de la Resolución 85 de 2018, 'por la cual se aclaran y corrijan errores' publicado en el Diario Oficial No. 50.666 de 26 de julio de 2018.

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

s. Las bahías de transformación, distintas a las asociadas con los transformadores de conexión al sistema.

t. El costo de los transformadores tridevanados y sus bahías asociadas, se repartirá de la siguiente manera:

$$C_L = CTRF * \frac{P_L}{(P_L + P_T)} + CB * \frac{P_L}{(P_L + P_T)}$$

$$C_T = CTRF * \frac{P_T}{(P_L + P_T)} + CB * \frac{P_T}{(P_L + P_T)}$$

Donde:

CL:	Costo del transformador tridevanado y de sus bahías de transformación, asignable al lado de alta.
CT:	Costo del transformador tridevanado y de sus bahías de transformación, asignable al lado de media tensión.
CTRF:	Costo del transformador tridevanado
PL:	Potencia nominal del devanado secundario (Nivel de Tensión L)
PT:	Potencia nominal del devanado terciario
CB:	Costo de la Bahía de Transformación del lado de alta tensión del transformador tridevanado.

u. No se definen UC de compensación reactiva para los niveles de tensión 3 y 4, los equipos de compensación se instalarán siguiendo los lineamientos que para tal fin se establecen en este capítulo.

v. Los sistemas de información geográfica, GIS, deben ser solicitados como unidades constructivas

w. Para las estaciones maestras de los centros de control se deberá seguir el procedimiento de las unidades constructivas que aparecen en la Tabla 21

x. En consideración a los estándares de calidad del servicio que debe cumplir el OR, se permite ren subestaciones donde se solicite el reconocimiento de dichos activos.

Cuando se encuentre que la asimilación de activos a UC efectuadas por los OR no se ajusta a los elementos del 70 % del valor de la UC asimilada, la Comisión podrá valorar de manera independiente

14.2 UC ASOCIADAS A LÍNEAS.

a. Para líneas subterráneas de niveles de tensión 4, 3 y 2 el OR debe reportar solamente una UC de

b. <Literal modificado por el artículo [20](#) de la Resolución 85 de 2018. El nuevo texto es el siguiente de suspensión o de retención, las cuales ya incluyen el montaje, obra civil e ingeniería, así como todo anterior, se deberá declarar el conductor correspondiente, dependiendo de si se trata de líneas aéreas reportarse como UC de conductor de 35 kV y se les reconocerá un 17% adicional. Para esto se debe

Notas de Vigencia

- Literal modificado por el artículo [20](#) de la Resolución 85 de 2018, 'por la cual se aclaran y corrijan el Diario Oficial No. 50.666 de 26 de julio de 2018.

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

b. Para las UC de líneas aéreas de nivel de tensión 2, 3 y 4 se deben reportar las estructuras de sus todos los accesorios, puesta a tierra y los elementos requeridos para su normal funcionamiento. A se trata de líneas aéreas, compactas o subterráneas. Los conductores de redes subterráneas aislados del 17 %. Para esto se debe reportar el nivel de aislamiento real.

c. Para las líneas de niveles de tensión 4, 3 y 2 se deberán reportar los apoyos georreferenciados y s

d. El costo anual equivalente de las UC correspondientes a la estación maestra de control, se distrib

e. La parte correspondiente de control y protección asociada a las bahías de línea y de transformaci

f. <Literal modificado por el artículo [21](#) de la Resolución 85 de 2018. El nuevo texto es el siguiente opera la subestación.

Notas de Vigencia

- Literal modificado por el artículo [21](#) de la Resolución 85 de 2018, 'por la cual se aclaran y corrijan el Diario Oficial No. 50.666 de 26 de julio de 2018.

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

f. Se define el control de las subestaciones dependiendo del número de bahías que opera la subest

- g. Se define el valor de la estación de control maestra, de acuerdo con sus funcionalidades
- h. Cuando se encuentre que la asimilación de activos a UC efectuadas por los OR no se ajusta a los menos del 70 % del valor de la UC asimilada, la Comisión podrá valorar de manera independiente o
- i. Se define el factor FUi, que corresponde a la porción de la unidad constructiva, UC, que se repon
- j. <Literal adicionado por el artículo [22](#) de la Resolución 85 de 2018. El nuevo texto es el siguiente:
valoración de líneas con un número diferente de conductores se deberá afectar el valor de la UC que conductores el factor es 2/3, si se tienen 4 conductores el factor es 4/3.

Notas de Vigencia

- Literal adicionado por el artículo [22](#) de la Resolución 85 de 2018, 'por la cual se aclaran y corrigen' Diario Oficial No. 50.666 de 26 de julio de 2018.

En este listado se establecen los costos de referencia para cada UC, para las UC de transformadores

Tabla 8. UC de módulos de transformador de conexión al STN y Otros

<Tabla modificada por el artículo [23](#) de la Resolución 85 de 2018. El nuevo texto es el siguiente:>

UC	DESCRIPCIÓN
N5S2	Bahía de transformador - configuración barra sencilla - tipo convencional
N5S4	Bahía de transformador - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional
N5S6	Bahía de transformador - configuración barra doble - tipo convencional
N5S8	Bahía de transformador - configuración barra doble con seccionador de transferencia - tipo convencional
N5S10	Bahía de transformador - configuración barra doble con by pass - tipo convencional
N5S16	Bahía de transformador - configuración barra doble - tipo encapsulada(SF6)

Notas de Vigencia

- Tabla modificada por el artículo [23](#) de la Resolución 85 de 2018, 'por la cual se aclaran y corrigen' Diario Oficial No. 50.666 de 26 de julio de 2018.

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

Tabla 8 UC de módulos de transformador de conexión al STN y Otros

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [\$ dic 2017]
N5S2	Bahía de transformador - configuración barra sencilla - tipo convencional	795.285.000
N5S4	Bahía de transformador - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional	1.097.773.000
N5S6	Bahía de transformador - configuración barra doble - tipo convencional	1.022.513.000
N5S8	Bahía de transformador - configuración barra doble con seccionador de transferencia - tipo convencional	1.314.962.000
N5S10	Bahía de transformador - configuración barra doble con by pass - tipo convencional	1.271.366.000
N5S16	Bahía de transformador - configuración barra doble - tipo encapsulada(SF6)	4.487.418.000

Tabla 9. UC de equipos de subestación de nivel de tensión 4

UC	DESCRIPCIÓN
N4S1	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo convencional
N4S2	Bahía de transformador - configuración barra sencilla - tipo convencional
N4S3	Bahía de línea - configuración barra doble - tipo convencional
N4S4	Bahía de transformador - configuración barra doble - tipo convencional
N4S5	Bahía de línea - configuración barra doble con by pass - tipo convencional
N4S6	Bahía de transformador - configuración barra doble con by pass - tipo convencional
N4S7	Bahía de línea - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional
N4S8	Bahía de transformador - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional
N4S9	Bahía de línea - configuración interruptor y medio - tipo convencional
N4S10	Bahía de transformador - configuración interruptor y medio - tipo convencional
N4S11	Bahía de línea - configuración en anillo - tipo convencional
N4S12	Bahía de transformador - configuración en anillo - tipo convencional
N4S13	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo encapsulada (SF6)
N4S14	Bahía de transformador - configuración barra sencilla - tipo encapsulada(SF6)
N4S15	Bahía de línea - configuración barra doble - tipo encapsulada (SF6)
N4S16	Bahía de transformador - configuración barra doble - tipo encapsulada(SF6)
N4S20	Módulo de barraje tipo 1 - configuración barra sencilla - tipo convencional
N4S21	Módulo de barraje tipo 2 - configuración barra sencilla - tipo convencional
N4S22	Módulo de barraje tipo 3 - configuración barra sencilla - tipo convencional
N4S23	Módulo de barraje tipo 4 - configuración barra sencilla - tipo convencional
N4S24	Módulo de barraje tipo 1 - configuración barra doble - tipo convencional
N4S25	Módulo de barraje tipo 2 - configuración barra doble - tipo convencional
N4S26	Módulo de barraje tipo 3 - configuración barra doble - tipo convencional
N4S27	Módulo de barraje tipo 4 - configuración barra doble - tipo convencional
N4S28	Módulo de barraje tipo 1 - configuración barra doble con by pass - tipo convencional
N4S29	Módulo de barraje tipo 2 - configuración barra doble con by pass - tipo convencional
N4S30	Módulo de barraje tipo 3 - configuración barra doble con by pass - tipo convencional
N4S31	Módulo de barraje tipo 4 - configuración barra doble con by pass - tipo convencional
N4S32	Módulo de barraje tipo 1 - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional
N4S33	Módulo de barraje tipo 2 - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional
N4S34	Módulo de barraje tipo 3 - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional
N4S35	Módulo de barraje tipo 4 - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional
N4S36	Módulo de barraje tipo 2 - configuración interruptor y medio - tipo convencional
N4S37	Módulo de barraje tipo 3 - configuración interruptor y medio - tipo convencional
N4S38	Módulo de barraje tipo 4 - configuración interruptor y medio - tipo convencional
N4S41	Módulo común/bahía tipo 1 (1 a 4 bahías) - tipo convencional - cualquier configuración
N4S42	Módulo común/bahía tipo 2 (5 a 8 bahías) - tipo convencional - cualquier configuración
N4S43	Módulo común/bahía tipo 3 (9 a 12 bahías) - tipo convencional - cualquier configuración
N4S44	Módulo común/bahía tipo 4 (más de 12 bahías) - tipo convencional - cualquier configuración
N4S46	Campo móvil encapsulado nivel 4

N4S47	Bahía de maniobra - (seccionamiento de barras sin interruptor) - tipo convencional
N4S49	Bahía de línea - configuración barra doble con seccionador de transferencia - tipo convencional
N4S50	Bahía de transformador - configuración barra doble con seccionador de transferencia - tipo convencional
N4S51	Corte central configuración interruptor y medio - tipo convencional
N4S52	Bahía de transferencia configuración barra principal y transferencia - tipo convencional
N4S53	Bahía de acople configuraciones con doble barra
N4S54	Bahía de seccionamiento configuraciones barra sencilla
N4S55	Bahía de seccionamiento configuraciones con doble barra
N4S56	Bahía de maniobra - tipo encapsulada (SF6)
N4S57	Módulo de barraje tipo 1 - configuración barra doble con seccionador de transferencia
N4S58	Módulo de barraje tipo 2 - configuración barra doble con seccionador de transferencia
N4S59	Módulo de barraje tipo 3 - configuración barra doble con seccionador de transferencia
N4S60	Módulo de barraje tipo 4 - configuración barra doble con seccionador de transferencia
N4S61	Módulo común/bahía tipo 1 (1 a 4 bahías) - tipo encapsulada - cualquier configuración
N4S62	Módulo común/bahía tipo 2 (5 a 8 bahías) - tipo encapsulada - cualquier configuración
N4S63	Módulo común/bahía tipo 3 (9 a 12 bahías) - tipo encapsulada - cualquier configuración
N4S64	Módulo común/bahía tipo 4 (más de 12 bahías) - tipo encapsulada - cualquier configuración
N4S65	Bahía de compensación paralela en línea fija - cualquier configuración - tipo convencional
N4S66	Bahía de compensación paralela en línea maniobrable - cualquier configuración - tipo convencional

Tabla 10. UC de equipos de subestación de nivel de tensión 3

UC	DESCRIPCIÓN
N3S1	Bahía de línea - configuración barra sencilla -tipo convencional
N3S2	Bahía de transformador - configuración barra sencilla - tipo convencional
N3S3	Bahía de línea - configuración barra doble - tipo convencional
N3S4	Bahía de transformador - configuración barra doble - tipo convencional
N3S5	Bahía de línea - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional
N3S6	Bahía de transformador - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional
N3S7	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo encapsulada (SF6)
N3S8	Bahía de transformador - configuración barra sencilla - tipo encapsulada (SF6)
N3S9	Bahía de línea - configuración barra doble - tipo encapsulada (SF6)
N3S10	Bahía de transformador - configuración barra doble - tipo encapsulada (SF6)
N3S11	Celda de llegada o salida - subestación tipo interior-aire
N3S13	Bahía de llegada o salida - subestación convencional reducida
N3S17	Bahía de llegada o salida - subestación reducida o rural
N3S19	Bahía de acople - tipo convencional
N3S20	Bahía de acople - tipo encapsulada (SF6)
N3S24	Módulo de barraje - barra sencilla - tipo convencional - tipo 1
N3S25	Módulo de barraje - barra sencilla - tipo convencional - tipo 2
N3S26	Módulo de barraje - barra sencilla - tipo convencional - tipo 3
N3S27	Módulo de barraje - barra doble - tipo 1
N3S28	Módulo de barraje - barra doble - tipo 2
N3S29	Módulo de barraje - barra doble - tipo 3

N3S30	Módulo de barraje - barra principal y transferencia - tipo convencional - tipo 1
N3S31	Módulo de barraje - barra principal y transferencia - tipo convencional - tipo 2
N3S32	Módulo de barraje - barra principal y transferencia - tipo convencional - tipo 3
N3S34	Módulo común/bahía - tipo 1 (1 a 3 bahías) tipo convencional o encapsulada exte
N3S35	Módulo común/bahía - tipo 2 (4 a 6 bahías) tipo convencional o encapsulada exte
N3S36	Módulo común/bahía - tipo 3 (más de 6 bahías) tipo convencional o encapsulada
N3S37	Módulo común/bahía - tipo 4 - tipo interior
N3S39	Subestación móvil 30 MVA
N3S40	Subestación móvil 15 MVA
N3S41	Subestación móvil 21 MVA
N3S42	Subestación móvil 7.5 MVA
N3S43	Subestación simplificada (rural)
N3S60	Módulo común - tipo 5 - subestación convencional reducida
N3S61	Gabinete de llegada o salida - subestación tipo interior-SF6 - barra sencilla
N3S62	Cables de salida de circuito - subestación tipo interior

Tabla 11. UC de equipos de subestación de nivel de tensión 2

UC	DESCRIPCIÓN
N2S1	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo convencional
N2S2	Bahía de transformador - configuración barra sencilla - tipo convencional
N2S3	Bahía de línea - configuración barra doble - tipo convencional
N2S4	Bahía de transformador - configuración barra doble - tipo convencional
N2S5	Bahía de línea - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional
N2S6	Bahía de transformador - configuración barra principal y transferencia - tipo conv
N2S7	Bahía de línea - subestación reducida
N2S8	Bahía de acople o seccionamiento (configuraciones en que aplica) - tipo convenci
N2S9	Celda de salida de circuito - subestación tipo interior
N2S10	Celda de llegada de transformador - barra sencilla - subestación tipo interior-aire
N2S11	Celda de interconexión o de acople - barra sencilla - subestación tipo interior-aire
N2S12	Celda de medida o auxiliares - barra sencilla - subestación tipo interior-aire
N2S14	Cables llegada transformador - subestación tipo interior-aire
N2S15	Celda de salida de circuito - doble barra - subestación tipo interior-aire
N2S16	Celda de llegada de transformador - doble barra - subestación tipo interior-aire
N2S17	Celda de interconexión o de acople - doble barra - subestación tipo interior-aire
N2S18	Celda de medida o auxiliares - doble barra - subestación tipo interior-aire
N2S20	Módulo de barraje - barra sencilla tipo 1
N2S21	Módulo de barraje - barra sencilla tipo 2
N2S22	Módulo de barraje - barra sencilla tipo 3
N2S23	Módulo de barraje - barra doble tipo 1
N2S24	Módulo de barraje - barra doble tipo 2
N2S25	Módulo de barraje - barra doble tipo 3
N2S26	Módulo de barraje - barra principal y transferencia - tipo 1
N2S27	Módulo de barraje - barra principal y transferencia - tipo 2

N2S28	Módulo de barraje - barra principal y transferencia - tipo 3
N2S60	Gabinete de salida - subestación aislada en SF6 - barra sencilla
N2S61	Módulo común/bahía - tipo 1 (1 a 3 bahías) tipo convencional o encapsulada exte
N2S62	Módulo común/bahía - tipo 2 (4 a 6 bahías) tipo convencional o encapsulada exte
N2S63	Módulo común/bahía - tipo 3 (más de 6 bahías) tipo convencional o encapsulada
N2S64	Módulo común/bahía - tipo 4 - tipo interior

Tabla 12. UC Unidades constructivas de líneas de nivel de tensión 4

UC	DESCRIPCIÓN
N4L60	Estructura de concreto de 25 m línea aérea desnuda - circuito sencillo – suspensión
N4L61	Estructura de concreto de 25 m línea aérea desnuda - circuito sencillo - retención
N4L62	Estructura de concreto de 25 m línea aérea desnuda - circuito doble - suspensión
N4L63	Estructura de concreto de 25 m línea aérea desnuda - circuito doble - retención
N4L64	Poste metálico de 27 m línea aérea desnuda - circuito sencillo - suspensión
N4L65	Poste metálico de 27 m línea aérea desnuda - circuito sencillo - retención
N4L66	Poste metálico de 27 m línea aérea desnuda - circuito doble - suspensión
N4L67	Poste metálico de 27 m línea aérea desnuda - circuito doble - retención
N4L68	Torre metálica línea aérea desnuda - circuito sencillo - suspensión
N4L69	Torre metálica línea aérea desnuda - circuito sencillo - retención
N4L70	Torre metálica línea aérea desnuda - circuito doble - suspensión
N4L71	Torre metálica línea aérea desnuda - circuito doble - retención
N4L72	Poste metálico de 29 m– línea aérea compacta - circuito sencillo - suspensión
N4L73	Poste metálico de 29 m– línea aérea compacta - circuito sencillo - retención
N4L74	Poste metálico de 29 m– línea aérea compacta - circuito doble - suspensión
N4L75	Poste metálico de 29 m– línea aérea compacta - circuito doble- retención
N4L76	Banco de ductos - línea subterránea - Circuito sencillo
N4L77	Banco de ductos - línea subterránea - Circuito doble
N4L78	Box-Culvert - línea subterránea - Circuito sencillo
N4L79	Box-Culvert - línea subterránea - Circuito doble
N4L80	km de conductor (3 fases) desnudo ACSR 266 kcmil
N4L81	km de conductor (3 fases) desnudo ACSR 336 kcmil
N4L82	km de conductor (3 fases) desnudo ACSR 397 kcmil
N4L83	km de conductor (3 fases) desnudo ACSR 477 kcmil
N4L84	km de conductor (3 fases) desnudo ACSR 605 kcmil
N4L85	km de conductor (3 fases) desnudo ACSR 795 kcmil
N4L86	Cable para red compacta XLPE 800 mm ²
N4L87	Cable para red compacta XLPE 1000 mm ²
N4L88	Cable para red compacta XLPE 1200 mm ²
N4L89	Cable de guarda
N4L91	Sistema de puesta a tierra diseño típico para torre
N4L92	Sistema de puesta a tierra diseño típico para poste
N4L93	Cable de fibra óptica All-Dielectric Self-Supporting (ADSS) monomodo
N4L94	Fibra óptica tipo adosada

Tabla 13. UC de líneas de nivel de tensión 3

UC	DESCRIPCIÓN
N3L60	Poste de concreto de 14 m 750 kg Poste simple - Circuito sencillo - suspensión
N3L61	Poste de concreto de 14 m 750 kg Poste simple - Circuito sencillo - retención
N3L62	Poste de concreto de 14 m 750 kg Poste simple - Circuito doble - suspensión
N3L63	Poste de concreto de 14 m 750 kg Poste simple - Circuito doble - retención
N3L64	Poste de concreto de 14 m 750 kg Postes en H - Circuito sencillo - suspensión
N3L65	Poste de concreto de 14 m 750 kg Postes en H - Circuito sencillo - retención
N3L66	Poste de concreto de 14 m 750 kg Postes en H - Circuito doble - suspensión
N3L67	Poste de concreto de 14 m 750 kg Postes en H - Circuito doble - retención
N3L68	Estructura de concreto (2000 kg 27m) - retención
N3L69	Estructura de concreto (3000 kg 27 m) - suspensión
N3L70	Torrecilla - Circuito sencillo - suspensión
N3L71	Torrecilla - Circuito sencillo - retención
N3L72	Torrecilla de - Circuito doble - suspensión
N3L73	Torrecilla de - Circuito doble - retención
N3L74	Poste de PRFV de 14 m 750 kg- Poste simple - Circuito sencillo - suspensión
N3L75	Poste de PRFV de 14 m 750 kg- Poste simple - Circuito sencillo - retención
N3L76	Poste de PRFV de 14 m 750 kg- Poste simple - Circuito doble - suspensión
N3L77	Poste de PRFV de 14 m 750 kg- Poste simple - Circuito doble - retención
N3L78	Poste de PRFV de 14 m 750 kg- Postes en H - Circuito sencillo - suspensión
N3L79	Poste de PRFV de 14 m 750 kg- Postes en H - Circuito sencillo - retención
N3L80	Poste de PRFV de 14 m 750 kg- Postes en H - Circuito doble - suspensión
N3L81	Poste de PRFV de 14 m 750 kg- Postes en H - Circuito doble - retención
N3L82	Canalización 4*6"
N3L83	Canalización 6*6"
N3L84	km de conductor (3 fases) ACSR 2 AWG
N3L85	km de conductor (3 fases) ACSR 1 AWG
N3L86	km de conductor (3 fases) ACSR 1/0 AWG
N3L87	km de conductor (3 fases) ACSR 2/0 AWG
N3L88	km de conductor (3 fases) ACSR 3/0 AWG
N3L89	km de conductor (3 fases) ACSR 4/0 AWG
N3L90	km de conductor (3 fases) ACSR 336 kcmil
N3L91	km de conductor (3 fases) semiaislado 4 AWG
N3L92	km de conductor (3 fases) semiaislado 2 AWG
N3L93	km de conductor (3 fases) semiaislado 1 AWG
N3L94	km de conductor (3 fases) semiaislado 1/0 AWG
N3L95	km de conductor (3 fases) semiaislado 2/0 AWG
N3L96	km de conductor (3 fases) semiaislado 3/0 AWG
N3L97	km de conductor (3 fases) semiaislado 4/0 AWG
N3L98	km de conductor (3 fases) semiaislado 266 kcmil
N3L99	km de conductor (3 fases) semiaislado 336 kcmil

N3L100	km de conductor (3 fases) semiaislado 477 kcmil
N3L101	km de conductor (3 fases) semiaislado 795 kcmil
N3L102	km de conductor (3 fases) EPR 1/0 AWG
N3L103	km de conductor (3 fases) EPR 2/0 AWG
N3L104	km de conductor (3 fases) EPR 3/0 AWG
N3L105	km de conductor (3 fases) EPR 4/0 AWG
N3L106	km de conductor (3 fases) EPR 250 kcmil
N3L107	km de conductor (3 fases) EPR 300 kcmil
N3L108	km de conductor (3 fases) EPR 350 kcmil
N3L109	km de conductor (3 fases) EPR 400 kcmil
N3L110	km de conductor (3 fases) EPR 500 kcmil
N3L111	km de conductor (3 fases) EPR 600 kcmil
N3L112	km de conductor (3 fases) EPR 750 kcmil
N3L113	km de conductor (3 fases) de cobre aislado XLP o EPR, 35 kV- 2 AWG
N3L114	km de conductor (3 fases) de cobre aislado XLP o EPR, 35 kV- 2/0 AWG
N3L115	km de conductor (3 fases) de cobre aislado XLP o EPR, 35 kV- 3/0 AWG
N3L116	km de conductor (3 fases) de cobre aislado XLP o EPR, 35 kV- 4/0 AWG
N3L117	km de conductor (3 fases) de cobre aislado XLP o EPR, 35 kV- 250 kcmil
N3L118	km de conductor (3 fases) de cobre aislado XLP o EPR, 35 kV- 300 kcmil
N3L119	km de conductor (3 fases) de cobre aislado XLP o EPR, 35 kV- 350 kcmil
N3L120	km de conductor (3 fases) de cobre aislado XLP o EPR, 35 kV- 400 kcmil
N3L121	km de conductor (3 fases) de cobre aislado XLP o EPR, 35 kV- 500 kcmil
N3L122	km de conductor (3 fases) de cobre aislado XLP o EPR, 35 kV- 600 kcmil
N3L123	km de conductor (3 fases) de cobre aislado XLP o EPR, 35 kV- 750 kcmil
N3L124	Cable de Guarda
N3L125	Sistema de puesta a tierra diseño típico para torre
N3L126	Sistema de puesta a tierra diseño típico para poste
N3L127	Poste metálico de 14 m 750 kg
N3L128	Poste metálico de 14 m 1050 kg

Tabla 14. UC de líneas de nivel de tensión 2

UC	DESCRIPCIÓN
N2L70	Poste de concreto de 12 m 510 kg - suspensión
N2L71	Poste de concreto de 12 m 1050 kg - retención
N2L72	Poste de concreto de 12 m 750 kg - retención
N2L73	Poste de PRFV de 12 m 510 kg - suspensión
N2L74	Poste de PRFV de 12 m 1050 kg - retención
N2L75	Poste de PRFV de 12 m 750 kg - retención
N2L76	Canalización urbana 2x4"
N2L77	Canalización urbana 4x4"
N2L78	Canalización urbana 6x4"
N2L79	Canalización urbana 6x4" y 3x6"
N2L80	km de conductor (3 fases) ACSR 4 AWG

N2L81	km de conductor (3 fases) ACSR 2 AWG
N2L82	km de conductor (3 fases) ACSR 1 AWG
N2L83	km de conductor (3 fases) ACSR 1/0 AWG
N2L84	km de conductor (3 fases) ACSR 2/0 AWG
N2L85	km de conductor (3 fases) ACSR 3/0 AWG
N2L86	km de conductor (3 fases) ACSR 4/0 AWG
N2L87	km de conductor (3 fases) ACSR 266 kcmil
N2L88	km de conductor (3 fases) ACSR 336 kcmil
N2L89	km de conductor (3 fases) ACSR 397 kcmil
N2L90	km de conductor (3 fases) ACSR 477 kcmil
N2L91	km de conductor (3 fases) ACSR 605 kcmil
N2L92	km de conductor (3 fases) ACSR 795 kcmil
N2L93	km de conductor (3 fases) semiaislado 4 AWG
N2L94	km de conductor (3 fases) semiaislado 2 AWG
N2L95	km de conductor (3 fases) semiaislado 1 AWG
N2L96	km de conductor (3 fases) semiaislado 1/0 AWG
N2L97	km de conductor (3 fases) semiaislado 2/0 AWG
N2L98	km de conductor (3 fases) semiaislado 3/0 AWG
N2L99	km de conductor (3 fases) semiaislado 4/0 AWG
N2L100	km de conductor (3 fases) semiaislado 266 kcmil
N2L101	km de conductor (3 fases) semiaislado 336 kcmil
N2L102	km de conductor (3 fases) semiaislado 477 kcmil
N2L103	km de conductor (3 fases) semiaislado 795 kcmil
N2L104	km de conductor (3 fases) cobre 2 AWG
N2L105	km de conductor (3 fases) cobre 1/0 AWG
N2L106	km de conductor (3 fases) cobre 2/0 AWG
N2L107	km de conductor (3 fases) EPR 2 AWG
N2L108	km de conductor (3 fases) EPR 1 AWG
N2L109	km de conductor (3 fases) EPR 1/0 AWG
N2L110	km de conductor (3 fases) EPR 2/0 AWG
N2L111	km de conductor (3 fases) EPR 3/0 AWG
N2L112	km de conductor (3 fases) EPR 4/0 AWG
N2L113	km de conductor (3 fases) EPR 250 kcmil
N2L114	km de conductor (3 fases) EPR 300 kcmil
N2L115	km de conductor (3 fases) EPR 350 kcmil
N2L116	km de conductor (3 fases) EPR 400 kcmil
N2L117	km de conductor (3 fases) EPR 500 kcmil
N2L118	km de conductor (3 fases) EPR 600 kcmil
N2L119	km de conductor (3 fases) EPR 750 kcmil
N2L120	km de conductor (3 fases) aluminio 2 AWG
N2L121	km de conductor (3 fases) aluminio 1/0 AWG
N2L122	km de conductor (3 fases) aluminio 4/0 AWG
N2L123	km de conductor (3 fases) aluminio 500 kcmil
N2L124	km de conductor (3 fases) aluminio 750 kcmil

N2L125	km de conductor (3 fases) de cobre aislado XLP o EPR, 15 kV- 4 AWG
N2L126	km de conductor (3 fases) de cobre aislado XLP o EPR, 15 kV- 2 AWG
N2L127	km de conductor (3 fases) de cobre aislado XLP o EPR, 15 kV- 1/0 AWG
N2L128	km de conductor (3 fases) de cobre aislado XLP o EPR, 15 kV- 2/0 AWG
N2L129	km de conductor (3 fases) de cobre aislado XLP o EPR, 15 kV- 3/0 AWG
N2L130	km de conductor (3 fases) de cobre aislado XLP o EPR, 15 kV- 4/0 AWG
N2L131	km de conductor (3 fases) de cobre aislado XLP o EPR, 15 kV- 300 Kcmil
N2L132	km de conductor (3 fases) de cobre aislado XLP o EPR, 15 kV- 350 Kcmil
N2L133	km de conductor (3 fases) de cobre aislado XLP o EPR, 15 kV- 400 Kcmil
N2L134	km de conductor (3 fases) AAAC aislado XLP o EPR, 15 kV- 500 Kcmil
N2L135	km de conductor (3 fases) AAAC aislado XLP o EPR, 15 kV- 750 Kcmil
N2L136	Cable de Guarda
N2L137	Sistema de puesta a tierra diseño típico
N2L138	Poste metálico de 12 m 750 kg
N2L139	Poste metálico de 12 m 1050 kg

Tabla 15. UC de transformadores de conexión al STN

UC	DESCRIPCIÓN
N6T1	Autotransformador monofásico (OLTC) lado de alta en el 500 kV capacidad final
N6T2	Autotransformador monofásico (OLTC) lado de alta en el 500 kV capacidad final
N6T3	Autotransformador monofásico (OLTC) lado de alta en el 500 kV capacidad final
N5T1	Transformador trifásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de hasta 10 MVA
N5T2	Transformador trifásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 11 a 20 MVA
N5T3	Transformador trifásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 21 a 40 MVA
N5T4	Transformador trifásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 41 a 50 MVA
N5T5	Transformador trifásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 51 a 60 MVA
N5T6	Transformador trifásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 61 a 90 MVA
N5T7	Transformador trifásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 91 a 100 MVA
N5T8	Transformador trifásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 101 a 120 MVA
N5T9	Transformador trifásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 121 a 150 MVA
N5T10	Transformador trifásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 151 a 180 MVA
N5T11	AutoTransformador monofásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final hasta 100 kV
N5T12	AutoTransformador monofásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 100 kV
N5T13	AutoTransformador monofásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 100 kV
N5T14	AutoTransformador monofásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 100 kV
N5T15	AutoTransformador monofásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 100 kV
N5T16	AutoTransformador monofásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 100 kV
N5T17	AutoTransformador monofásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 100 kV
N5T18	AutoTransformador monofásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 100 kV
N5T19	Transformador tridevanando trifásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final
N5T20	Transformador tridevanando trifásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final
N5T21	Transformador tridevanando trifásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final
N5T22	Transformador tridevanando trifásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final

N5T23	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final
N5T24	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final
N5T25	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final

Tabla 16. UC de transformadores de potencia de niveles de tensión 4, 3 y 2

UC	DESCRIPCIÓN
N4T1	Transformador trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 4 capacidad final hasta 5 N
N4T2	Transformador trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 4 capacidad final de 5 a 10
N4T3	Transformador trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 4 capacidad final de 11 a 1
N4T4	Transformador trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 4 capacidad final de 16 a 2
N4T5	Transformador trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 4 capacidad final de 21 a 3
N4T6	Transformador trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 4 capacidad final de 31 a 4
N4T7	Transformador trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 4 capacidad final de 41 a 5
N4T8	Transformador trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 4 capacidad final de 51 a 6
N4T9	Transformador trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 4 capacidad final de 61 a 8
N4T10	Transformador trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 4 capacidad final de 81 a 1
N4T11	Transformador trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 4 capacidad final mayor a
N4T12	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 4 capacidad fi
N4T13	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 4 capacidad fi
N4T14	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 4 capacidad fi
N4T15	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 4 capacidad fi
N4T16	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 4 capacidad fi
N4T17	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 4 capacidad fi
N4T18	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 4 capacidad fi
N4T19	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 4 capacidad fi
N3T1	Transformador trifásico (NLTC) lado de alta en el nivel 3 capacidad final de 0.5 a 2
N3T2	Transformador trifásico (NLTC) lado de alta en el nivel 3 capacidad final de 2.6 a 6
N3T3	Transformador trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 3 capacidad final de 6.1 a 1
N3T4	Transformador trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 3 capacidad final de 11 a 1
N3T5	Transformador trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 3 capacidad final de 16 a 2
N3T6	Transformador trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 3 capacidad final de 21 a 3
N3T7	Transformador trifásico (OLTC) lado de alta en el nivel 3 capacidad final mayor a

Tabla 17. UC de equipos de nivel de tensión 4 y conexión al STN

<Tabla modificada por el artículo [24](#) de la Resolución 85 de 2018. El nuevo texto es el siguiente:>

UC	DESCRIPCIÓN
N4EQ2	Transformador de tensión - N4
N4EQ4	Unidad de calidad de potencia (PQ) CREG 024 de 2005

Notas de Vigencia

- Tabla modificada por el artículo [24](#) de la Resolución 85 de 2018, 'por la cual se aclaran y corrigen errores en la Resolución 15 de 2018, de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, que establece la lista de equipos de nivel de tensión para la aplicación del régimen de control de calidad de potencia en la operación de las redes de transmisión y distribución de electricidad'. Diario Oficial No. 50.666 de 26 de julio de 2018.

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

Tabla 17 UC de equipos de nivel de tensión 4

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [\$ dic 2017]
N4EQ2	Transformador de tensión - N4	33.882.000
N4EQ4	Unidad de calidad de potencia (PQ) CREG 024 de 2005	23.943.000

Tabla 18. UC de equipos de nivel de tensión 3

UC	DESCRIPCIÓN
N3EQ1	Equipo de medida - N3
N3EQ2	Juego cuchillas de operación sin carga - N3
N3EQ3	Juego pararrayos - N3
N3EQ4	Juego de seccionadores tripolar bajo carga - N3
N3EQ5	Reconector - N3
N3EQ6	Regulador - N3
N3EQ7	Seccionalizador manual bajo carga - N3
N3EQ8	Seccionalizador eléctrico (motorizado) - N3
N3EQ9	Transición aérea - subterránea - N3
N3EQ10	Transformador de puesta a tierra
N3EQ11	Transformador de tensión - N3
N3EQ14	Unidad de calidad de potencia (PQ) CREG 024 de 2005
N3EQ22	Juego cortacircuitos - N3
N3EQ23	Juego pararrayos (44 kV - N3)
N3EQ24	Transición aérea - subterránea (44 kV) - N3
N3EQ25	Indicador falla subterráneo - N3
N3EQ26	Transformador de tensión (pedestal) - N3
N3EQ27	Transformador de corriente - N3

Tabla 19. UC de equipos de nivel de tensión 2

UC	DESCRIPCIÓN
N2EQ1	Baraje de derivación subterráneo - N2
N2EQ2	Caja de maniobra - N2
N2EQ3	Control de bancos de capacitores
N2EQ4	Banco de condensadores montaje en poste 150 kVAr
N2EQ5	Banco de condensadores montaje en poste 300 kVAr
N2EQ6	Banco de condensadores montaje en poste 450 kVAr
N2EQ7	Banco de condensadores montaje en poste 600 kVAr
N2EQ8	Banco de condensadores montaje en poste 900 kVAr
N2EQ9	Cortacircuitos monopolar - N2
N2EQ10	Equipo de medida - N2
N2EQ11	Indicador falla - N2
N2EQ12	Juego cortacircuitos - N2
N2EQ13	Juego cuchillas de operación sin carga - N2
N2EQ14	Pararrayos - N2
N2EQ15	Juego pararrayos - N2
N2EQ16	Juego de seccionadores tripolar bajo carga - N2
N2EQ18	Regulador de voltaje trifásicos de distribución - N2
N2EQ19	Regulador de voltaje monofásico hasta 50 kVA - N2
N2EQ20	Regulador de voltaje monofásico hasta 150 kVA - N2
N2EQ21	Regulador de voltaje monofásico hasta 276 kVA - N2
N2EQ22	Regulador de voltaje monofásico hasta 500 kVA - N2
N2EQ23	Regulador de voltaje monofásico hasta 1000 kVA - N2
N2EQ24	Seccionador monopolar - N2
N2EQ25	Seccionador trifásico vacío - N2
N2EQ26	Seccionalizador con control inteligente, 400 A - N2
N2EQ27	Seccionalizador eléctrico en SF6, 400 A -N2
N2EQ28	Seccionalizador motorizado - N2
N2EQ29	Seccionalizador manual (bajo carga), 400 A - N2
N2EQ30	Interruptor en aire bajo carga - N2
N2EQ31	Transición aérea - subterránea - N2
N2EQ34	Unidad de calidad de potencia (PQ) CREG 024 de 2005
N2EQ35	Reconector - N2
N2EQ36	Interruptor de transferencia en SF6 - N2
N2EQ37	Transformador de puesta a tierra
N2EQ38	Transformador de tensión - N2
N2EQ39	Transformador de tensión (pedestal) - N2
N2EQ40	Transformador de corriente - N2

Tabla 20. UC Unidades constructivas de control, protección y comunicaciones

UC	Descripción
N6P2	Control y protección Bahía de Transformador - 500 kV
N6P6	Control y Protección del Transformador - 500 kV
N5P2	Control y protección Bahía de Transformador - 230 kV
N5P7	Control y Protección del Transformador - 230 kV
N4P1	Control y protección Bahía de Línea - N4
N4P2	Control y protección Bahía de Transformador - N4
N4P3	Control y protección Bahía de Transf, Acopl, Corte Central - N4
N4P4	Control y protección Bahía de Seccionamiento - N4
N4P5	Protección Diferencial de Barras Tipo 1,2 - N4
N4P6	Protección Diferencial de Barras Tipo 3,4 - N4
N3P1	Control y protección Bahía de Línea - N3
N3P2	Control y protección Bahía de Transformador - N3
N3P3	Control y protección Bahía de Transf, Acopl, Corte Central - N3
N3P4	Control y protección Bahía Secc - N3
N3P5	Protección Diferencial de Barras Tipo 1,2 - N3
N3P6	Protección Diferencial de Barras Tipo 3 - N3
N2P1	Control y protección Bahía - N2

Tabla 21. Control de subestación y Estación Maestra

UC	Descripción
N0P1	Control subestación Tipo 1 (1-2 Bahías) (\$/bahía)
N0P2	Control subestación Tipo 2 (3-4 Bahías) (\$/bahía)
N0P3	Control subestación Tipo 3 (5-8 Bahías) (\$/bahía)
N0P4	Control subestación Tipo 4 (9-12 Bahías) (\$/bahía)
N0P5	Control subestación Tipo 5 (Más de 13 Bahías) (\$/bahía)
N0P6	Centro de control tipo 1 (SCADA)
N0P7	Centro de control tipo 2 (SCADA+EMS Operativo)
N0P8	Centro de control tipo 2 (SCADA+DMS Operativo)
N0P9	Centro de control tipo 2 (SCADA+EMS + DMS Operativo)
N0P10	Centro de control tipo 3 (SCADA + EMS completa)
N0P11	Centro de control tipo 4 (SCADA+DMS Completo+OMS+CMS)
N0P12	Centro de control tipo 4 (SCADA+EMS-Completo+DMS Completo+OMS+CMS)
N0P13	Casa de control cualquier nivel de tensión (\$/m ²)

Tabla 22. Áreas reconocidas por componente para el edificio de control de las subestaciones

ITEM
ÁREAS GENERALES S/E NIVEL 4 - AG _{4,s}
ÁREAS GENERALES S/E NIVEL 3 - AG _{3,s}
BAHÍA - ABh
CELDA -ACe

Tabla 23. Áreas reconocidas por componente para el edificio de control de la estación maestra

-	-	-	TIPO 1	TIPO 2	TIPO 3	
-	L1	L2	Área (SCADA)	(SCADA+EMS Operativo)	(SCADA+DMS Operativo)	(SCADA+EMS+DMS Operativo)
Sala de Control	5	5	25	1	1	-
Sala Control con Proyección	10	10	100	-	-	1
Sala de Crisis	5	10	50	-	--	-
Oficina Coordinador	5	5	25	-	1	1
Oficina Análisis	10	10	100	--	-	1
Sala Servidores	5	10	50	1	1	1
Sala Comunicaciones	5	10	50	1	1	1
Grupo Electrógeno	10	20	200	-	--	-
UPS	10	10	100	1	1	1
Áreas anexas	10	10	100	-	-	1
Áreas Totales	-	-	m ²	225	250	525
						775

Tabla 24. Áreas típicas reconocidas para terrenos de las UC

Subestaciones convencionales nivel de tensión 4

CONFIGURACIÓN	BAHÍA DE LÍNEA [m ²]	BAHÍA TRANSFORMADOR [m ²]	BAHÍA/SECCI TRANSFE]
Barra sencilla	358	304	
Doble Barra	422	469	
Doble Barra más Bypass	422	469	
Barra principal y transferencia	422	469	
Interruptor y medio	298	371	
Anillo	225	295	

Subestaciones encapsuladas nivel de tensión 4

CONFIGURACIÓN	BAHÍA DE LÍNEA [m ²]	
Barra sencilla	30	
Doble Barra	40	

Subestaciones nivel de tensión 3

Configuración	Bahía de línea [m ²]	Bahía de Transformador [m ²]	Bahía de acople, sección transferencia o co [m ²]
Barra sencilla convencional	100	100	
Barra sencilla encapsulada	60	60	
Doble Barra convencional	100	100	100
Doble Barra encapsulada	60	60	60
Barra principal y transferencia	100	100	100

Subestaciones nivel de tensión 2

Configuración	Bahía de línea [m ²]	Bahía de Transformador [m ²]	Bahía de acople, sección transferencia o co [m ²]
Barra sencilla convencional	60	60	
Doble Barra convencional	60	60	60
Barra principal y transferencia	60	60	60

Transformadores

Configuración	Conexión al STN m ²
Bancos monofásicos	160
Transformadores trifásicos	60

14.3. COSTOS ACTIVOS DE NIVEL DE TENSIÓN 1.

En este listado se establecen los costos reconocidos para la valoración de activos de nivel de tensión 1.

Tabla 25. Costo apoyos nivel de tensión 1

UC	DESCRIPCIÓN
N1P1	Poste de concreto - 8 m - urbano - suspensión - red común
N1P2	Poste de concreto - 10 m - urbano - suspensión - red común
N1P3	Poste de concreto - 12 m - urbano- suspensión - red común
N1P4	Poste de madera - 8 m - urbano - suspensión - red común
N1P5	Poste de madera - 10 m - urbano- suspensión - red común
N1P6	Poste de madera - 12 m - urbano- suspensión - red común
N1P7	Poste de metálico - 8 m -urbano- suspensión - red común
N1P8	Poste de metálico - 10 m - urbano- suspensión - red común
N1P9	Poste de metálico - 12 m - urbano- suspensión - red común
N1P10	Poste de fibra de vidrio - 8 m - urbano- suspensión - red común
N1P11	Poste de fibra de vidrio - 10 m - urbano- suspensión - red común
N1P12	Poste de fibra de vidrio - 12 m - urbano- suspensión - red común
N1P13	Poste de concreto - 8 m - rural- suspensión - red común
N1P14	Poste de concreto -10 m - rural- suspensión - red común
N1P15	Poste de concreto - 12 m - rural- suspensión - red común

N1P16	Poste de madera - 8 m - rural- suspensión - red común
N1P17	Poste de madera - 10 m - rural- suspensión - red común
N1P18	Poste de madera - 12 m - rural- suspensión - red común
N1P19	Poste de metálico - 8 m - rural- suspensión - red común
N1P20	Poste de metálico - 10 m - rural- suspensión - red común
N1P21	Poste de metálico - 12 m - rural- suspensión - red común
N1P22	Poste de fibra de vidrio - 8 m - rural- suspensión - red común
N1P23	Poste de fibra de vidrio - 10 m - rural- suspensión - red común
N1P24	Poste de fibra de vidrio - 12 m - rural- suspensión - red común
N1P25	Poste de concreto - 8 m - urbano - retención - red común
N1P26	Poste de concreto - 10 m - urbano - retención - red común
N1P27	Poste de concreto - 12 m - urbano- retención - red común
N1P28	Poste de madera - 8 m - urbano - retención - red común
N1P29	Poste de madera - 10 m - urbano- retención - red común
N1P30	Poste de madera - 12 m - urbano- retención - red común
N1P31	Poste de metálico - 8 m -urbano- retención - red común
N1P32	Poste de metálico - 10 m - urbano- retención - red común
N1P33	Poste de metálico - 12 m - urbano- retención - red común
N1P34	Poste de fibra de vidrio - 8 m - urbano- retención - red común
N1P35	Poste de fibra de vidrio - 10 m - urbano- retención - red común
N1P36	Poste de fibra de vidrio - 12 m - urbano- retención - red común
N1P37	Poste de concreto - 8 m - rural- retención - red común
N1P38	Poste de concreto -10 m - rural- retención - red común
N1P39	Poste de concreto - 12 m - rural- retención - red común
N1P40	Poste de madera - 8 m - rural- retención - red común
N1P41	Poste de madera - 10 m - rural- retención - red común
N1P42	Poste de madera - 12 m - rural- retención - red común
N1P43	Poste de metálico - 8 m - rural- retención - red común
N1P44	Poste de metálico - 10 m - rural- retención - red común
N1P45	Poste de metálico - 12 m - rural- retención - red común
N1P46	Poste de fibra de vidrio - 8 m - rural- retención - red común
N1P47	Poste de fibra de vidrio - 10 m - rural- retención - red común
N1P48	Poste de fibra de vidrio - 12 m - rural- retención - red común
N1P49	Poste de concreto - 8 m - urbano - suspensión - red trenzada
N1P50	Poste de concreto - 10 m - urbano - suspensión - red trenzada
N1P51	Poste de concreto - 12 m - urbano- suspensión - red trenzada
N1P52	Poste de madera - 8 m - urbano - suspensión - red trenzada
N1P53	Poste de madera - 10 m - urbano- suspensión - red trenzada
N1P54	Poste de madera - 12 m - urbano- suspensión - red trenzada
N1P55	Poste de metálico - 8 m -urbano- suspensión - red trenzada
N1P56	Poste de metálico - 10 m - urbano- suspensión - red trenzada
N1P57	Poste de metálico - 12 m - urbano- suspensión - red trenzada
N1P58	Poste de fibra de vidrio - 8 m - urbano- suspensión - red trenzada
N1P59	Poste de fibra de vidrio - 10 m - urbano- suspensión - red trenzada

N1P60	Poste de fibra de vidrio - 12 m - urbano- suspensión - red trenzada
N1P61	Poste de concreto - 8 m - rural- suspensión - red trenzada
N1P62	Poste de concreto -10 m - rural- suspensión - red trenzada
N1P63	Poste de concreto - 12 m - rural- suspensión - red trenzada
N1P64	Poste de madera - 8 m - rural- suspensión - red trenzada
N1P65	Poste de madera - 10 m - rural- suspensión - red trenzada
N1P66	Poste de madera - 12 m - rural- suspensión - red trenzada
N1P67	Poste de metálico - 8 m - rural- suspensión - red trenzada
N1P68	Poste de metálico - 10 m - rural- suspensión - red trenzada
N1P69	Poste de metálico - 12 m - rural- suspensión - red trenzada
N1P70	Poste de fibra de vidrio - 8 m - rural- suspensión - red trenzada
N1P71	Poste de fibra de vidrio - 10 m - rural- suspensión - red trenzada
N1P72	Poste de fibra de vidrio - 12 m - rural- suspensión - red trenzada
N1P73	Poste de concreto - 8 m - urbano - retención - red trenzada
N1P74	Poste de concreto - 10 m - urbano - retención - red trenzada
N1P75	Poste de concreto - 12 m - urbano- retención - red trenzada
N1P76	Poste de madera - 8 m - urbano - retención - red trenzada
N1P77	Poste de madera - 10 m - urbano- retención - red trenzada
N1P78	Poste de madera - 12 m - urbano- retención - red trenzada
N1P79	Poste de metálico - 8 m -urbano- retención - red trenzada
N1P80	Poste de metálico - 10 m - urbano- retención - red trenzada
N1P81	Poste de metálico - 12 m - urbano- retención - red trenzada
N1P82	Poste de fibra de vidrio - 8 m - urbano- retención - red trenzada
N1P83	Poste de fibra de vidrio - 10 m - urbano- retención - red trenzada
N1P84	Poste de fibra de vidrio - 12 m - urbano- retención - red trenzada
N1P85	Poste de concreto - 8 m - rural- retención - red trenzada
N1P86	Poste de concreto -10 m - rural- retención - red trenzada
N1P87	Poste de concreto - 12 m - rural- retención - red trenzada
N1P88	Poste de madera - 8 m - rural- retención - red trenzada
N1P89	Poste de madera - 10 m - rural- retención - red trenzada
N1P90	Poste de madera - 12 m - rural- retención - red trenzada
N1P91	Poste de metálico - 8 m - rural- retención - red trenzada
N1P92	Poste de metálico - 10 m - rural- retención - red trenzada
N1P93	Poste de metálico - 12 m - rural- retención - red trenzada
N1P94	Poste de fibra de vidrio - 8 m - rural- retención - red trenzada
N1P95	Poste de fibra de vidrio - 10 m - rural- retención - red trenzada
N1P96	Poste de fibra de vidrio - 12 m - rural- retención - red trenzada
N1C1	Caja para redes subterráneas tipo sencillo
N1C2	Caja para redes subterráneas tipo doble
N1C3	Caja para redes subterráneas tipo alumbrado público
N1C4	Caja para redes subterráneas tipo teléfono

Tabla 26. Costo conductores nivel de tensión 1 para red urbana

UC	DESCRIPCIÓN
N1L1	km de conductor/fase aéreo urbano - Aislado - Aluminio - calibre < 6
N1L2	km de conductor/fase aéreo urbano aéreo urbano - Aislado - Aluminio - calibre 4
N1L3	km de conductor/fase aéreo urbano - Aislado - Aluminio - calibre 2
N1L4	km de conductor/fase aéreo urbano - Aislado - Aluminio - calibre 1
N1L5	km de conductor/fase aéreo urbano - Aislado - Aluminio - calibre 1/0
N1L6	km de conductor/fase aéreo urbano - Aislado - Aluminio - calibre 2/0
N1L7	km de conductor/fase aéreo urbano - Aislado - Aluminio - calibre 3/0
N1L8	km de conductor/fase aéreo urbano - Aislado - Aluminio - calibre 4/0
N1L9	km de conductor/fase aéreo urbano - Aislado - Aluminio - calibre 250
N1L10	km de conductor/fase aéreo urbano - Aislado - Aluminio - calibre 6/0
N1L11	km de conductor/fase aéreo urbano - Aislado - Aluminio - calibre 350
N1L12	km de conductor/fase aéreo urbano - Aislado - Cobre - calibre 12
N1L13	km de conductor/fase aéreo urbano - Aislado - Cobre - calibre 10
N1L14	km de conductor/fase aéreo urbano - Aislado - Cobre - calibre 8
N1L15	km de conductor/fase aéreo urbano - Aislado - Cobre - calibre 6
N1L16	km de conductor/fase aéreo urbano - Aislado - Cobre - calibre 4
N1L17	km de conductor/fase aéreo urbano - Aislado - Cobre - calibre 2
N1L18	km de conductor/fase aéreo urbano - Aislado - Cobre - calibre 1
N1L19	km de conductor/fase aéreo urbano - Aislado - Cobre - calibre 1/0
N1L20	km de conductor/fase aéreo urbano - Aislado - Cobre - calibre 2/0
N1L21	km de conductor/fase aéreo urbano - Aislado - Cobre - calibre 3/0
N1L22	km de conductor/fase aéreo urbano - Aislado - Cobre - calibre 4/0
N1L23	km de conductor/fase aéreo urbano - Aislado - Cobre - calibre 250
N1L24	km de conductor/fase aéreo urbano - Aislado - Cobre - calibre 6/0
N1L25	km de conductor/fase aéreo urbano - Aislado - Cobre - calibre 350
N1L26	km de conductor/fase aéreo urbano - Aislado - Cobre - calibre 400
N1L27	km de conductor/fase aéreo urbano - Aislado - Cobre - calibre 500
N1L28	km de conductor/fase aéreo urbano - Desnudo - Aluminio - calibre 14
N1L29	km de conductor/fase aéreo urbano - Desnudo - Aluminio - calibre 12
N1L30	km de conductor/fase aéreo urbano - Desnudo - Aluminio - calibre 10
N1L31	km de conductor/fase aéreo urbano - Desnudo - Aluminio - calibre 8
N1L32	km de conductor/fase aéreo urbano - Desnudo - Aluminio - calibre 6
N1L33	km de conductor/fase aéreo urbano - Desnudo - Aluminio - calibre 4
N1L34	km de conductor/fase aéreo urbano - Desnudo - Aluminio - calibre 2
N1L35	km de conductor/fase aéreo urbano - Desnudo - Aluminio - calibre 1
N1L36	km de conductor/fase aéreo urbano - Desnudo - Aluminio - calibre 1/0
N1L37	km de conductor/fase aéreo urbano - Desnudo - Aluminio - calibre 2/0
N1L38	km de conductor/fase aéreo urbano - Desnudo - Aluminio - calibre 3/0
N1L39	km de conductor/fase aéreo urbano - Desnudo - Aluminio - calibre 4/0
N1L40	km de conductor/fase aéreo urbano - Desnudo - Aluminio - calibre 6/0
N1L41	km de conductor/fase aéreo urbano - Desnudo - Aluminio - calibre 180
N1L42	km de conductor/fase aéreo urbano - Desnudo - Aluminio - calibre 336

N1L43	km de conductor/fase aéreo urbano - Desnudo - Cobre - calibre < 10
N1L44	km de conductor/fase aéreo urbano - Desnudo - Cobre - calibre 8
N1L45	km de conductor/fase aéreo urbano - Desnudo - Cobre - calibre 6
N1L46	km de conductor/fase aéreo urbano - Desnudo - Cobre - calibre 4
N1L47	km de conductor/fase aéreo urbano - Desnudo - Cobre - calibre 2
N1L48	km de conductor/fase aéreo urbano - Desnudo - Cobre - calibre 1
N1L49	km de conductor/fase aéreo urbano - Desnudo - Cobre - calibre 1/0
N1L50	km de conductor/fase aéreo urbano - Desnudo - Cobre - calibre 2/0
N1L51	km de conductor/fase aéreo urbano - Desnudo - Cobre - calibre 6/0
N1L52	km de conductor/fase aéreo urbano - Desnudo - Cobre - calibre 750
N1L53	km de conductor/fase aéreo urbano - Trenzado - Aluminio - calibre < 6
N1L54	km de conductor/fase aéreo urbano - Trenzado - Aluminio - calibre 4
N1L55	km de conductor/fase aéreo urbano - Trenzado - Aluminio - calibre 2
N1L56	km de conductor/fase aéreo urbano - Trenzado - Aluminio - calibre 1/0
N1L57	km de conductor/fase aéreo urbano - Trenzado - Aluminio - calibre 2/0
N1L58	km de conductor/fase aéreo urbano - Trenzado - Aluminio - calibre 4/0
N1L59	km de conductor/fase aéreo urbano - Trenzado - Cobre - calibre 12
N1L60	km de conductor/fase aéreo urbano - Trenzado - Cobre - calibre 10
N1L61	km de conductor/fase aéreo urbano - Trenzado - Cobre - calibre 8
N1L62	km de conductor/fase aéreo urbano - Trenzado - Cobre - calibre 6
N1L63	km de conductor/fase aéreo urbano - Trenzado - Cobre - calibre 4
N1L64	km de conductor/fase aéreo urbano - Trenzado - Cobre - calibre 2
N1L65	km de conductor/fase aéreo urbano - Trenzado - Cobre - calibre 1/0
N1L66	km de conductor/fase aéreo urbano - Trenzado - Cobre - calibre 2/0

Tabla 27. Costo conductores nivel de tensión 1 para red rural

UC	DESCRIPCIÓN
N1L67	km de conductor/fase aéreo rural - Aislado - Aluminio - calibre < 6
N1L68	km de conductor/fase aéreo rural - Aislado - Aluminio - calibre 4
N1L69	km de conductor/fase aéreo rural - Aislado - Aluminio - calibre 2
N1L70	km de conductor/fase aéreo rural - Aislado - Aluminio - calibre 1
N1L71	km de conductor/fase aéreo rural - Aislado - Aluminio - calibre 1/0
N1L72	km de conductor/fase aéreo rural - Aislado - Aluminio - calibre 2/0
N1L73	km de conductor/fase aéreo rural - Aislado - Aluminio - calibre 3/0
N1L74	km de conductor/fase aéreo rural - Aislado - Aluminio - calibre 4/0
N1L75	km de conductor/fase aéreo rural - Aislado - Aluminio - calibre 250
N1L76	km de conductor/fase aéreo rural - Aislado - Aluminio - calibre 6/0
N1L77	km de conductor/fase aéreo rural - Aislado - Aluminio - calibre 350
N1L78	km de conductor/fase aéreo rural - Aislado - Cobre - calibre 12
N1L79	km de conductor/fase aéreo rural - Aislado - Cobre - calibre 10
N1L80	km de conductor/fase aéreo rural - Aislado - Cobre - calibre 8
N1L81	km de conductor/fase aéreo rural - Aislado - Cobre - calibre 6
N1L82	km de conductor/fase aéreo rural - Aislado - Cobre - calibre 4

N1L83	km de conductor/fase aéreo rural - Aislado - Cobre - calibre 2
N1L84	km de conductor/fase aéreo rural - Aislado - Cobre - calibre 1
N1L85	km de conductor/fase aéreo rural - Aislado - Cobre - calibre 1/0
N1L86	km de conductor/fase aéreo rural - Aislado - Cobre - calibre 2/0
N1L87	km de conductor/fase aéreo rural - Aislado - Cobre - calibre 3/0
N1L88	km de conductor/fase aéreo rural - Aislado - Cobre - calibre 4/0
N1L89	km de conductor/fase aéreo rural - Aislado - Cobre - calibre 250
N1L90	km de conductor/fase aéreo rural - Aislado - Cobre - calibre 6/0
N1L91	km de conductor/fase aéreo rural - Aislado - Cobre - calibre 350
N1L92	km de conductor/fase aéreo rural - Aislado - Cobre - calibre 400
N1L93	km de conductor/fase aéreo rural - Aislado - Cobre - calibre 500
N1L94	km de conductor/fase aéreo rural - Desnudo - Aluminio - calibre 14
N1L95	km de conductor/fase aéreo rural - Desnudo - Aluminio - calibre 12
N1L96	km de conductor/fase aéreo rural - Desnudo - Aluminio - calibre 10
N1L97	km de conductor/fase aéreo rural - Desnudo - Aluminio - calibre 8
N1L98	km de conductor/fase aéreo rural - Desnudo - Aluminio - calibre 6
N1L99	km de conductor/fase aéreo rural - Desnudo - Aluminio - calibre 4
N1L100	km de conductor/fase aéreo rural - Desnudo - Aluminio - calibre 2
N1L101	km de conductor/fase aéreo rural - Desnudo - Aluminio - calibre 1
N1L102	km de conductor/fase aéreo rural - Desnudo - Aluminio - calibre 1/0
N1L103	km de conductor/fase aéreo rural - Desnudo - Aluminio - calibre 2/0
N1L104	km de conductor/fase aéreo rural - Desnudo - Aluminio - calibre 3/0
N1L105	km de conductor/fase aéreo rural - Desnudo - Aluminio - calibre 4/0
N1L106	km de conductor/fase aéreo rural - Desnudo - Aluminio - calibre 6/0
N1L107	km de conductor/fase aéreo rural - Desnudo - Aluminio - calibre 180
N1L108	km de conductor/fase aéreo rural - Desnudo - Aluminio - calibre 336
N1L109	km de conductor/fase aéreo rural - Desnudo - Cobre - calibre < 10
N1L110	km de conductor/fase aéreo rural - Desnudo - Cobre - calibre 8
N1L111	km de conductor/fase aéreo rural - Desnudo - Cobre - calibre 6
N1L112	km de conductor/fase aéreo rural - Desnudo - Cobre - calibre 4
N1L113	km de conductor/fase aéreo rural - Desnudo - Cobre - calibre 2
N1L114	km de conductor/fase aéreo rural - Desnudo - Cobre - calibre 1
N1L115	km de conductor/fase aéreo rural - Desnudo - Cobre - calibre 1/0
N1L116	km de conductor/fase aéreo rural - Desnudo - Cobre - calibre 2/0
N1L117	km de conductor/fase aéreo rural - Desnudo - Cobre - calibre 6/0
N1L118	km de conductor/fase aéreo rural - Desnudo - Cobre - calibre 750
N1L119	km de conductor/fase aéreo rural - Trenzado - Aluminio - calibre < 6
N1L120	km de conductor/fase aéreo rural - Trenzado - Aluminio - calibre 4
N1L121	km de conductor/fase aéreo rural - Trenzado - Aluminio - calibre 2
N1L122	km de conductor/fase aéreo rural - Trenzado - Aluminio - calibre 1/0
N1L123	km de conductor/fase aéreo rural - Trenzado - Aluminio - calibre 2/0
N1L124	km de conductor/fase aéreo rural - Trenzado - Aluminio - calibre 4/0
N1L125	km de conductor/fase aéreo rural - Trenzado - Cobre - calibre 12
N1L126	km de conductor/fase aéreo rural - Trenzado - Cobre - calibre 10

N1L127	km de conductor/fase aéreo rural - Trenzado - Cobre - calibre 8
N1L128	km de conductor/fase aéreo rural - Trenzado - Cobre - calibre 6
N1L129	km de conductor/fase aéreo rural - Trenzado - Cobre - calibre 4
N1L130	km de conductor/fase aéreo rural - Trenzado - Cobre - calibre 2
N1L131	km de conductor/fase aéreo rural - Trenzado - Cobre - calibre 1/0
N1L132	km de conductor/fase aéreo rural - Trenzado - Cobre - calibre 2/0

Tabla 28. Costo conductores nivel de tensión 1 para red subterránea

UC	DESCRIPCIÓN
N1L133	km de conductor/fase subterráneo urbano - Aislado - Aluminio - calibre < 6
N1L134	km de conductor/fase subterráneo urbano - Aislado - Aluminio - calibre 4
N1L135	km de conductor/fase subterráneo urbano - Aislado - Aluminio - calibre 2
N1L136	km de conductor/fase subterráneo urbano - Aislado - Aluminio - calibre 1
N1L137	km de conductor/fase subterráneo urbano - Aislado - Aluminio - calibre 1/0
N1L138	km de conductor/fase subterráneo urbano - Aislado - Aluminio - calibre 2/0
N1L139	km de conductor/fase subterráneo urbano - Aislado - Aluminio - calibre 3/0
N1L140	km de conductor/fase subterráneo urbano - Aislado - Aluminio - calibre 4/0
N1L141	km de conductor/fase subterráneo urbano - Aislado - Aluminio - calibre 250
N1L142	km de conductor/fase subterráneo urbano - Aislado - Aluminio - calibre 6/0
N1L143	km de conductor/fase subterráneo urbano - Aislado - Aluminio - calibre 350
N1L144	km de conductor/fase subterráneo urbano - Aislado - Cobre - calibre 12
N1L145	km de conductor/fase subterráneo urbano - Aislado - Cobre - calibre 10
N1L146	km de conductor/fase subterráneo urbano - Aislado - Cobre - calibre 8
N1L147	km de conductor/fase subterráneo urbano - Aislado - Cobre - calibre 6
N1L148	km de conductor/fase subterráneo urbano - Aislado - Cobre - calibre 4
N1L149	km de conductor/fase subterráneo urbano - Aislado - Cobre - calibre 2
N1L150	km de conductor/fase subterráneo urbano - Aislado - Cobre - calibre 1
N1L151	km de conductor/fase subterráneo urbano - Aislado - Cobre - calibre 1/0
N1L152	km de conductor/fase subterráneo urbano - Aislado - Cobre - calibre 2/0
N1L153	km de conductor/fase subterráneo urbano - Aislado - Cobre - calibre 3/0
N1L154	km de conductor/fase subterráneo urbano - Aislado - Cobre - calibre 4/0
N1L155	km de conductor/fase subterráneo urbano - Aislado - Cobre - calibre 250
N1L156	km de conductor/fase subterráneo urbano - Aislado - Cobre - calibre 6/0
N1L157	km de conductor/fase subterráneo urbano - Aislado - Cobre - calibre 350
N1L158	km de conductor/fase subterráneo urbano - Aislado - Cobre - calibre 400
N1L159	km de conductor/fase subterráneo urbano - Aislado - Cobre - calibre 500
N1L160	km de conductor/fase subterráneo urbano - Desnudo - Aluminio - calibre 14
N1L161	km de conductor/fase subterráneo urbano - Desnudo - Aluminio - calibre 12
N1L162	km de conductor/fase subterráneo urbano - Desnudo - Aluminio - calibre 10
N1L163	km de conductor/fase subterráneo urbano - Desnudo - Aluminio - calibre 8
N1L164	km de conductor/fase subterráneo urbano - Desnudo - Aluminio - calibre 6
N1L165	km de conductor/fase subterráneo urbano - Desnudo - Aluminio - calibre 4

N1L166	km de conductor/fase subterráneo urbano - Desnudo - Aluminio - calibre 2
N1L167	km de conductor/fase subterráneo urbano - Desnudo - Aluminio - calibre 1
N1L168	km de conductor/fase subterráneo urbano - Desnudo - Aluminio - calibre 1/0
N1L169	km de conductor/fase subterráneo urbano - Desnudo - Aluminio - calibre 2/0
N1L170	km de conductor/fase subterráneo urbano - Desnudo - Aluminio - calibre 3/0
N1L171	km de conductor/fase subterráneo urbano - Desnudo - Aluminio - calibre 4/0
N1L172	km de conductor/fase subterráneo urbano - Desnudo - Aluminio - calibre 6/0
N1L173	km de conductor/fase subterráneo urbano - Desnudo - Aluminio - calibre 180
N1L174	km de conductor/fase subterráneo urbano - Desnudo - Aluminio - calibre 336
N1L175	km de conductor/fase subterráneo urbano - Desnudo - Cobre - calibre < 10
N1L176	km de conductor/fase subterráneo urbano - Desnudo - Cobre - calibre 8
N1L177	km de conductor/fase subterráneo urbano - Desnudo - Cobre - calibre 6
N1L178	km de conductor/fase subterráneo urbano - Desnudo - Cobre - calibre 4
N1L179	km de conductor/fase subterráneo urbano - Desnudo - Cobre - calibre 2
N1L180	km de conductor/fase subterráneo urbano - Desnudo - Cobre - calibre 1
N1L181	km de conductor/fase subterráneo urbano - Desnudo - Cobre - calibre 1/0
N1L182	km de conductor/fase subterráneo urbano - Desnudo - Cobre - calibre 2/0
N1L183	km de conductor/fase subterráneo urbano - Desnudo - Cobre - calibre 6/0
N1L184	km de conductor/fase subterráneo urbano - Desnudo - Cobre - calibre 750
N1L185	km de conductor/fase subterráneo urbano - Trenzado - Aluminio - calibre < 6
N1L186	km de conductor/fase subterráneo urbano - Trenzado - Aluminio - calibre 4
N1L187	km de conductor/fase subterráneo urbano - Trenzado - Aluminio - calibre 2
N1L188	km de conductor/fase subterráneo urbano - Trenzado - Aluminio - calibre 1/0
N1L189	km de conductor/fase subterráneo urbano - Trenzado - Aluminio - calibre 2/0
N1L190	km de conductor/fase subterráneo urbano - Trenzado - Aluminio - calibre 4/0
N1L191	km de conductor/fase subterráneo urbano - Trenzado - Cobre - calibre 12
N1L192	km de conductor/fase subterráneo urbano - Trenzado - Cobre - calibre 10
N1L193	km de conductor/fase subterráneo urbano - Trenzado - Cobre - calibre 8
N1L194	km de conductor/fase subterráneo urbano - Trenzado - Cobre - calibre 6
N1L195	km de conductor/fase subterráneo urbano - Trenzado - Cobre - calibre 4
N1L196	km de conductor/fase subterráneo urbano - Trenzado - Cobre - calibre 2
N1L197	km de conductor/fase subterráneo urbano - Trenzado - Cobre - calibre 1/0
N1L198	km de conductor/fase subterráneo urbano - Trenzado - Cobre - calibre 2/0

Tabla 29. Costo instalado de canalizaciones (\$ dic 2017)

UC	DESCRIPCIÓN
N1C5	Canalización con 1 ducto
N1C6	Canalización con 2 ductos
N1C7	Canalización con 3 ductos
N1C8	Canalización con 4 ductos
N1C9	Canalización con 5 ductos
N1C10	Canalización con 6 ductos
N1C11	Canalización con 7 ductos
N1C12	Canalización con 8 ductos
N1C13	Canalización con 9 ductos
N1C14	Canalización con 10 ductos
N1C15	Canalización con 11 ductos
N1C16	Canalización con 12 ductos
N1C17	Canalización con 13 ductos
N1C18	Canalización con 14 ductos
N1C19	Canalización con 15 ductos
N1C20	Canalización con 16 ductos
N1C21	Canalización con 17 ductos
N1C22	Canalización con 18 ductos
N1C23	Canalización con 20 ductos
N1C24	Canalización con 24 ductos

Tabla 30. Costo otros elementos (\$ Dic 2017)

DESCRIPCIÓN
Palomilla
Puesta a tierra
Caja derivación acometidas

Tabla 31. Costo instalado de transformadores urbanos de nivel de tensión 1

UC	DESCRIPCIÓN
N1T1	Transformador Aéreo Monofásico urbano de 5 kVA
N1T2	Transformador Aéreo Monofásico urbano de 7,5 kVA
N1T3	Transformador Aéreo Monofásico urbano de 10 kVA
N1T4	Transformador Aéreo Monofásico urbano de 15 kVA
N1T5	Transformador Aéreo Monofásico urbano de 25 kVA
N1T6	Transformador Aéreo Monofásico urbano de 37,5 kVA
N1T7	Transformador Aéreo Monofásico urbano de 50 kVA
N1T8	Transformador Aéreo Monofásico urbano de 75 kVA
N1T9	Transformador Aéreo Trifásico urbano de 15 kVA
N1T10	Transformador Aéreo Trifásico urbano de 20 kVA
N1T11	Transformador Aéreo Trifásico urbano de 30 kVA
N1T12	Transformador Aéreo Trifásico urbano de 45 kVA
N1T13	Transformador Aéreo Trifásico urbano de 50 kVA
N1T14	Transformador Aéreo Trifásico urbano de 75 kVA
N1T15	Transformador Aéreo Trifásico urbano de 112,5 kVA
N1T16	Transformador Aéreo Trifásico urbano de 150 kVA
N1T17	Transformador Pedestal Trifásico urbano de 45 kVA
N1T18	Transformador Pedestal Trifásico urbano de 75 kVA
N1T19	Transformador Pedestal Trifásico urbano de 112,5 kVA
N1T20	Transformador Pedestal Trifásico urbano de 225 kVA
N1T21	Transformador Pedestal Trifásico urbano de 250 kVA
N1T22	Transformador Pedestal Trifásico urbano de 300 kVA
N1T23	Transformador Pedestal Trifásico urbano de 400 kVA
N1T24	Transformador Pedestal Trifásico urbano de 500 kVA
N1T25	Transformador Pedestal Trifásico urbano de 630 kVA
N1T26	Transformador Pedestal Trifásico urbano de 1000 kVA
N1T27	Transformador Subestación Trifásico urbano de 45 kVA
N1T28	Transformador Subestación Trifásico urbano de 75 kVA
N1T29	Transformador Subestación Trifásico urbano de 112,5 kVA
N1T30	Transformador Subestación Trifásico urbano de 150 kVA
N1T31	Transformador Subestación Trifásico urbano de 225 kVA
N1T32	Transformador Subestación Trifásico urbano de 250 kVA
N1T33	Transformador Subestación Trifásico urbano de 300 kVA
N1T34	Transformador Subestación Trifásico urbano de 400 kVA
N1T35	Transformador Subestación Trifásico urbano de 500 kVA
N1T36	Transformador Subestación Trifásico urbano de 630 kVA
N1T37	Transformador Subestación Trifásico urbano de 1000 kVA

Tabla 32. Costo instalado de transformadores rurales de nivel de tensión 1

UC	DESCRIPCIÓN
N1T38	Transformador Aéreo Monofásico rural de 5 kVA
N1T39	Transformador Aéreo Monofásico rural de 7,5 kVA
N1T40	Transformador Aéreo Monofásico rural de 10 kVA
N1T41	Transformador Aéreo Monofásico rural de 15 kVA
N1T42	Transformador Aéreo Monofásico rural de 25 kVA
N1T43	Transformador Aéreo Monofásico rural de 37,5 kVA
N1T44	Transformador Aéreo Monofásico rural de 50 kVA
N1T45	Transformador Aéreo Monofásico rural de 75 kVA
N1T46	Transformador Aéreo Trifásico rural de 15 kVA
N1T47	Transformador Aéreo Trifásico rural de 20 kVA
N1T48	Transformador Aéreo Trifásico rural de 30 kVA
N1T49	Transformador Aéreo Trifásico rural de 45 kVA
N1T50	Transformador Aéreo Trifásico rural de 50 kVA
N1T51	Transformador Aéreo Trifásico rural de 75 kVA
N1T52	Transformador Aéreo Trifásico rural de 112,5 kVA
N1T53	Transformador Aéreo Trifásico rural de 150 kVA
N1T54	Transformador Pedestal Trifásico rural de 45 kVA
N1T55	Transformador Pedestal Trifásico rural de 75 kVA
N1T56	Transformador Pedestal Trifásico rural de 112,5 kVA
N1T57	Transformador Pedestal Trifásico rural de 225 kVA
N1T58	Transformador Pedestal Trifásico rural de 250 kVA
N1T59	Transformador Pedestal Trifásico rural de 300 kVA
N1T60	Transformador Pedestal Trifásico rural de 400 kVA
N1T61	Transformador Pedestal Trifásico rural de 500 kVA
N1T62	Transformador Pedestal Trifásico rural de 630 kVA
N1T63	Transformador Pedestal Trifásico rural de 1000 kVA
N1T64	Transformador Subestación Trifásico rural de 45 kVA
N1T65	Transformador Subestación Trifásico rural de 75 kVA
N1T66	Transformador Subestación Trifásico rural de 112,5 kVA
N1T67	Transformador Subestación Trifásico rural de 150 kVA
N1T68	Transformador Subestación Trifásico rural de 225 kVA
N1T69	Transformador Subestación Trifásico rural de 250 kVA
N1T70	Transformador Subestación Trifásico rural de 300 kVA
N1T71	Transformador Subestación Trifásico rural de 400 kVA
N1T72	Transformador Subestación Trifásico rural de 500 kVA
N1T73	Transformador Subestación Trifásico rural de 630 kVA
N1T74	Transformador Subestación Trifásico rural de 1000 kVA

Las cajas de derivación de acometidas se reconocen únicamente en redes áereas con conductor trenzado.

14.4 CATEGORÍAS DE UNIDADES CONSTRUCTIVAS. <Numeral modificado por el artículo 2>

Para la clasificación de las UC de los niveles de tensión 4, 3 y 2, establecidas en este capítulo, se de-

Tabla 33. Unidades constructivas de la categoría de transformadores de potencia

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE TENSIÓN
1	Transformadores de potencia	4
1	Transformadores de potencia	3

Tabla 34. Unidades constructivas de la categoría de compensación reactiva

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE TENSIÓN
2	Compensación reactiva	4
2	Compensación reactiva	3
2	Compensación reactiva	2

Tabla 35. Unidades constructivas de la categoría de bahías y celdas

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE TENSIÓN
3	Bahías y celdas	4
3	Bahías y celdas	3
3	Bahías y celdas	2

Tabla 36. Unidades constructivas de la categoría de equipos de control, protección y comunicaciones

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE TENSIÓN
4	Equipos de control y comunicaciones	4
4	Equipos de control y comunicaciones	3
4	Equipos de control y comunicaciones	2

Tabla 37. Unidades constructivas de la categoría de equipos de subestación

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE TENSIÓN
5	Equipos de subestación	4
5	Equipos de subestación	3
5	Equipos de subestación	2

Tabla 38. Unidades constructivas de la categoría de otros activos de subestación

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE TENSIÓN
6	Otros activos subestación	4
6	Otros activos subestación	3
6	Otros activos subestación	2

Tabla 39. Unidades constructivas de la categoría de líneas aéreas

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE TENSIÓN
7	Líneas aéreas	4
7	Líneas aéreas	3
7	Líneas aéreas	2

Tabla 40. Unidades constructivas de la categoría de líneas subterráneas

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE TENSIÓN
8	Líneas subterráneas	4
8	Líneas subterráneas	3
8	Líneas subterráneas	2

Tabla 41. Unidades constructivas de la categoría de equipos de línea

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE TENSIÓN
9	Equipos de línea	3
9	Equipos de línea	2

Tabla 42. Unidades constructivas de la categoría de centros de control

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE TENSIÓN
10	Centro de control	-

Para la clasificación de los circuitos de nivel de tensión 1 se deben utilizar las siguientes categorías

Tabla 43. Clasificación de activos de nivel de tensión 1

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL
11	Transformadores de distribución	1
12	Redes de distribución	1

Notas de Vigencia

- Numeral modificado por el artículo [25](#) de la Resolución 85 de 2018, 'por la cual se aclaran y corrijan errores en la Resolución 15 de 2018, publicada en el Diario Oficial No. 50.666 de 26 de julio de 2018.

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

14.4 CATEGORIAS DE UNIDADES CONSTRUCTIVAS

Para la clasificación de las UC de los niveles de tensión 4, 3 y 2, establecidas en este capítulo, se

Tabla 33. Unidades constructivas de la categoría de transformadores de potencia

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	VIDA ÚTIL	UC ASOCIADAS
1	Transformadores de potencia	4	35	N6T1 a N6T3, N5T1 a N5T25 y N4T1 a N4T19
1	Transformadores de potencia	3	35	N3T1 a N3T7

Tabla 34. Unidades constructivas de la categoría de compensación reactiva

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	VIDA ÚTIL	UC ASOCIADAS
2	Compensación reactiva	4	35	Unidad constructiva especial
2	Compensación reactiva	3	35	Unidad constructiva especial
2	Compensación reactiva	2	35	Unidad constructiva especial

Tabla 35. Unidades constructivas de la categoría de bahías y celdas

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	VIDA ÚTIL	UC ASOCIADAS
3	Bahías y celdas	4	35	N5S2, N5S4, N5S6, N5S8, N5S10, N5S12, N5S14, N5S16, N4S1 a N4S16, N4S47 a N4S56, y N4S65 a N4S66
3	Bahías y celdas	3	35	N3S1 a N3S20 y N3S61 a N3S62
3	Bahías y celdas	2	35	N2S1 a N2S12 y N2S15 a N2S18

Tabla 36. Unidades constructivas de la categoría de equipos de control, protección y comunicaciones

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	VIDA ÚTIL	UC ASOCIADAS
4	Equipos de control y comunicaciones	4	10	N4P1 a N4P6 y N4EQ4
4	Equipos de control y comunicaciones	3	10	N3P1 a N3P6, N3EQ1 y N3EQ14
4	Equipos de control y comunicaciones	2	10	N2P1, N2EQ3, N2EQ10, y N2EQ34

Tabla 37. Unidades constructivas de la categoría de equipos de subestación

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	VIDA ÚTIL	UC ASOCIADAS
5	Equipos de subestación	4	35	N4EQ2
5	Equipos de subestación	3	35	N3EQ10 a N3EQ11 y N3EQ22, a N3EQ27
5	Equipos de subestación	2	35	N2EQ36 a N2EQ40

Tabla 38. Unidades constructivas de la categoría de otros activos de subestación

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	VIDA ÚTIL	UC ASOCIADAS
6	Otros activos subestación	4	45	N4S20 a N4S46, N4S57 a N4S64
6	Otros activos subestación	3	45	N3S24 a N3S62
6	Otros activos subestación	2	45	N2S20 a N2S28 y N2S60 a N2S64

Tabla 39. Unidades constructivas de la categoría de líneas aéreas

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	VIDA ÚTIL	UC ASOCIADAS
7	Líneas aéreas	4	45	N4L60 a N4L75, N4L80 a N4L85, N4L89, N4L91 a N4L94
7	Líneas aéreas	3	45	N3L60 a N3L81 a N3L84 a N3L112, N3L124 a N3L128
7	Líneas aéreas	2	45	N2L70 a N2L75, N2L80 a N2L106, N2L120 a N2L124 y N2L136 a N2L139.

Tabla 40. Unidades constructivas de la categoría de líneas subterráneas

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	VIDA ÚTIL	UC ASOCIADAS
8	Líneas subterráneas	4	45	N4L76 a N4L79 y N4L86 a N4L88
8	Líneas subterráneas	3	45	N3L82 a N3L83, N3L102 a N3L123
8	Líneas subterráneas	2	45	N2L76 a N2L79, N2L107 a N2L119 y N2L125 a N2L135

Tabla 41. Unidades constructivas de la categoría de equipos de línea

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	VIDA ÚTIL	UC ASOCIADAS
9	Equipos de línea	3	45	N3EQ2 a N3EQ9 y N3EQ22 a N3EQ25
9	Equipos de línea	2	45	N2EQ1, N2EQ2, N2EQ4 a N2EQ9, N2EQ11 a N2EQ16 N2EQ18 a N2EQ31 y N2EQ35

Tabla 42. Unidades constructivas de la categoría de centros de control

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	VIDA ÚTIL	UC ASOCIADAS
10	Centro de control	-	10	N0P1 a N0P13

Para la clasificación de los circuitos de nivel de tensión 1 se deben utilizar las siguientes categorías:

Tabla 43. Clasificación de activos de nivel de tensión 1

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL	VIDA ÚTIL GRUPO	UC ASOCIADAS
11	Transformadores de distribución	1	25	N1T1 a N1T74
12	Redes de distribución	1	35	N1L1 a N1L132, N1L133 a N1L198, N1P1 a N1P96 N1C1 a N1C4 y N1C5 a N1C24

CAPITULO 15. UC PARA VALORACIÓN DE ACTIVOS BRA INICIAL.

Para la valoración de los activos construidos a partir de enero de 2008 y hasta la fecha de corte, que

15.1. UC DE NIVELES DE TENSIÓN 4, 3 Y 2.

En este listado se establecen los costos para las UC de los niveles de tensión 4, 3 y 2

Tabla 44. UC de modúlos de transformador de conexión al STN

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONS
N5S1	Bahía de transformador, doble barra más seccionador de transferencia, 500 kV
N5S2	Bahía de transformador, barra sencilla, 230 kV
N5S3	Bahía de transformador, barra principal y transferencia, 230 kV
N5S4	Bahía de transformador, doble barra, 230 kV
N5S5	Bahía de transformador, doble barra más transferencia, 230 kV
N5S6	Bahía de transformador, doble barra más seccionador by pass, 230 kV
N5S7	Módulo común activos de conexión al STN
N5S8	Centro de supervisión y control para activos de conexión STN
N5S9	Bahía de transformador, doble barra encapsulada, 230 kV
N5S10	Servicios auxiliares de conexión al STN

Tabla 45. UC de equipos de subestación de nivel de tensión 4

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONS
N4S1	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo convencional
N4S2	Bahía de transformador - configuración barra sencilla - tipo convencional
N4S3	Bahía de línea - configuración barra doble - tipo convencional
N4S4	Bahía de transformador - configuración barra doble - tipo convencional
N4S5	Bahía de línea - configuración barra doble con by pass - tipo convencional
N4S6	Bahía de transformador - barra doble con by pass - tipo convencional
N4S7	Bahía de línea - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional
N4S8	Bahía de transformador - barra principal y transferencia convencional
N4S9	Bahía de línea - configuración interruptor y medio - tipo convencional
N4S10	Bahía de transformador - configuración interruptor y medio - tipo convencional
N4S11	Bahía de línea - configuración en anillo - tipo convencional
N4S12	Bahía de transformador - configuración en anillo - tipo convencional
N4S13	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo encapsulada (SF6)
N4S14	Bahía de transformador - configuración barra sencilla - tipo encapsulada(SF6)
N4S15	Bahía de línea - configuración barra doble - tipo encapsulada (SF6)
N4S16	Bahía de transformador - configuración barra doble - tipo encapsulada(SF6)
N4S17	Bahía de maniobra - (acople - transferencia o seccionamiento) - tipo convencional
N4S18	Bahía de maniobra - tipo encapsulada (SF6)
N4S19	Protección diferencial de barras de una/dos/tres/cuatro zonas
N4S20	Módulo de barraje tipo 1 - configuración barra sencilla - tipo convencional
N4S21	Módulo de barraje tipo 2 - configuración barra sencilla - tipo convencional
N4S22	Módulo de barraje tipo 3 - configuración barra sencilla - tipo convencional
N4S23	Módulo de barraje tipo 4 - configuración barra sencilla - tipo convencional
N4S24	Módulo de barraje tipo 1 - configuración barra doble - tipo convencional
N4S25	Módulo de barraje tipo 2 - configuración barra doble - tipo convencional

N4S26	Módulo de barraje tipo 3 - configuración barra doble - tipo convencional
N4S27	Módulo de barraje tipo 4 - configuración barra doble - tipo convencional
N4S28	Módulo de barraje tipo 1 - barra doble con by pass - tipo convencional
N4S29	Módulo de barraje tipo 2 - barra doble con by pass - tipo convencional
N4S30	Módulo de barraje tipo 3 - barra doble con by pass - tipo convencional
N4S31	Módulo de barraje tipo 4 - barra doble con by pass - tipo convencional
N4S32	Módulo de barraje tipo 1 - barra principal y transferencia - convencional
N4S33	Módulo de barraje tipo 2 - barra principal y transferencia - convencional
N4S34	Módulo de barraje tipo 3 - barra principal y transferencia - convencional
N4S35	Módulo de barraje tipo 4 - barra principal y transferencia - convencional
N4S36	Módulo de barraje tipo 2 - configuración interruptor y medio - tipo convencional
N4S37	Módulo de barraje tipo 3 - configuración interruptor y medio - tipo convencional
N4S38	Módulo de barraje tipo 4 - configuración interruptor y medio - tipo convencional
N4S39	Módulo de barraje tipo 2 - configuración en anillo - tipo convencional
N4S40	Módulo de barraje tipo 3 - configuración en anillo - tipo convencional
N4S41	Módulo común tipo 1 (1 a 3 bahías) – convencional/encapsulada
N4S42	Módulo común tipo 2 (4 a 6 bahías) – convencional/encapsulada
N4S43	Módulo común tipo 3 (7 a 9 bahías) – convencional/encapsulada
N4S44	Módulo común tipo 4 (más 9 bahías) – convencional/encapsulada
N4S45	Sistema de control de la subestación (S/E 115 kV/34.5 kV) o (S/E 115kV/ 13.8 kV)
N4S46	Campo móvil encapsulado nivel 4
N4S47	Bahía de maniobra - (seccionamiento de barras sin interruptor) - tipo convencional
N4S48	Casa de control nivel de tensión 4 (\$/m ²)

Tabla 46. UC de equipos de subestación de nivel de tensión 3

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA
N3S1	Bahía de línea - configuración barra sencilla -tipo convencional
N3S2	Bahía de transformador - configuración barra sencilla - tipo convencional
N3S3	Bahía de línea - configuración barra doble - tipo convencional
N3S4	Bahía de transformador - configuración barra doble - tipo convencional
N3S5	Bahía de línea - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional
N3S6	Bahía de transformador - barra principal y transferencia - convencional
N3S7	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo encapsulada (SF6)
N3S8	Bahía de transformador - configuración barra sencilla - tipo encapsulada (SF6)
N3S9	Bahía de línea - configuración barra doble - tipo encapsulada (SF6)
N3S10	Bahía de transformador - configuración barra doble - tipo encapsulada (SF6)
N3S11	Celda de línea - subestación tipo metalclad
N3S12	Celda de transformador o acople - subestación tipo metalclad
N3S13	Bahía de línea - subestación convencional reducida - tipo 1
N3S14	Bahía de transformador - subestación convencional reducida - tipo 1
N3S15	Bahía de línea - subestación convencional reducida - tipo 2
N3S16	Bahía de transformador - subestación convencional reducida - tipo 2
N3S17	Bahía de línea - subestación reducida

N3S18	Bahía de transformador - subestación reducida
N3S19	Bahía de acople - tipo convencional
N3S20	Bahía de acople - tipo encapsulada (SF6)
N3S21	Protección diferencial - barra sencilla - tipo 1 o tipo 2
N3S22	Protección diferencial - configuraciones diferentes a barra sencilla - tipo 1 o 2
N3S23	Protección diferencial - barraje partido
N3S24	Módulo de barraje - barra sencilla - tipo convencional - tipo 1
N3S25	Módulo de barraje - barra sencilla - tipo convencional - tipo 2
N3S26	Módulo de barraje - barra sencilla - tipo convencional - tipo 3
N3S27	Módulo de barraje - barra doble - tipo 1
N3S28	Módulo de barraje - barra doble - tipo 2
N3S29	Módulo de barraje - barra doble - tipo 3
N3S30	Módulo de barraje - barra principal y transferencia - tipo convencional - tipo 1
N3S31	Módulo de barraje - barra principal y transferencia - tipo convencional - tipo 2
N3S32	Módulo de barraje - barra principal y transferencia - tipo convencional - tipo 3
N3S33	Módulo de barraje - convencional reducida
N3S34	Módulo común - tipo 1
N3S35	Módulo común - tipo 2
N3S36	Módulo común - tipo 3
N3S37	Módulo común - tipo 4
N3S38	Sistemas de control de la subestación
N3S39	Subestación móvil 30 MVA
N3S40	Subestación móvil 15 MVA
N3S41	Subestación móvil 21 MVA
N3S42	Subestación móvil 7.5 MVA
N3S43	Subestación simplificada (rural)
N3S44	Casa de control nivel de tensión 3 (\$/m ²)

Tabla 47, UC de equipos de subestación de nivel de tensión 2

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSEGUIMIENTO
N2S1	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo convencional
N2S2	Bahía de transformador - configuración barra sencilla - tipo convencional
N2S3	Bahía de línea - configuración barra doble - tipo convencional
N2S4	Bahía de transformador - configuración barra doble - tipo convencional
N2S5	Bahía de línea - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional
N2S6	Bahía de transformador - barra principal y transferencia - convencional
N2S7	Bahía de línea - subestación reducida
N2S8	Bahía de acople o seccionamiento (configuraciones en que aplica) - convencional
N2S9	Celda de salida de circuito - barra sencilla - subestación metalclad
N2S10	Celda de llegada de transformador - barra sencilla - subestación metalclad
N2S11	Celda de interconexión o de acople - barra sencilla - subestación metalclad
N2S12	Celda de medida o auxiliares - barra sencilla - subestación metalclad
N2S13	Gabinete protección de barras - subestación metalclad

N2S14	Ducto de barras o cables llegada transformador - barra sencilla - se metalclad
N2S15	Celda de salida de circuito - doble barra - subestación metalclad
N2S16	Celda de llegada de transformador - doble barra - subestación metalclad
N2S17	Celda de interconexión o de acople - doble barra - subestación metalclad
N2S18	Celda de medida o auxiliares - doble barra - subestación metalclad
N2S19	Ducto barras/cables llegada transformador - doble barra - subestación metalclad
N2S20	Módulo de barraje - barra sencilla tipo 1
N2S21	Módulo de barraje - barra sencilla tipo 2
N2S22	Módulo de barraje - barra sencilla tipo 3
N2S23	Módulo de barraje - barra doble tipo 1
N2S24	Módulo de barraje - barra doble tipo 2
N2S25	Módulo de barraje - barra doble tipo 3
N2S26	Módulo de barraje - barra principal y transferencia - tipo 1
N2S27	Módulo de barraje - barra principal y transferencia - tipo 2
N2S28	Módulo de barraje - barra principal y transferencia - tipo 3
N2S29	Módulo de barraje - subestación reducida

Tabla 48. UC de líneas de nivel de nivel de tensión 4

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA
N4L1	km línea urbana - circuito sencillo - estructura concreto - conductor D-N4-1
N4L2	km línea urbana - circuito sencillo - estructura concreto - conductor D-N4-2
N4L3	km línea urbana - circuito sencillo - estructura concreto - conductor D-N4-3
N4L4	km línea urbana - circuito sencillo - estructura concreto - conductor D-N4-4
N4L5	km línea rural - circuito sencillo - estructura concreto - conductor D-N4-1
N4L6	km línea rural - circuito sencillo - estructura concreto - conductor D-N4-2
N4L7	km línea rural - circuito sencillo - estructura concreto - conductor D-N4-3
N4L8	km línea rural - circuito sencillo - estructura concreto - conductor D-N4-4
N4L9	km línea urbana - circuito doble - estructura concreto - conductor D-N4-1
N4L10	km línea urbana - circuito doble - estructura concreto - conductor D-N4-2
N4L11	km línea urbana - circuito doble - estructura concreto - conductor D-N4-3
N4L12	km línea urbana - circuito doble - estructura concreto - conductor D-N4-4
N4L13	km línea rural - circuito doble - estructura concreto - conductor D-N4-1
N4L14	km línea rural - circuito doble - estructura concreto - conductor D-N4-2
N4L15	km línea rural - circuito doble - estructura concreto - conductor D-N4-3
N4L16	km línea rural - circuito doble - estructura concreto - conductor D-N4-4
N4L17	km línea urbana - circuito sencillo - poste metálico - conductor D-N4-1
N4L18	km línea urbana - circuito sencillo - poste metálico - conductor D-N4-2
N4L19	km línea urbana - circuito sencillo - poste metálico - conductor D-N4-3
N4L20	km línea urbana - circuito sencillo - poste metálico - conductor D-N4-4
N4L21	km línea rural - circuito sencillo - poste metálico - conductor D-N4-1
N4L22	km línea rural - circuito sencillo - poste metálico - conductor D-N4-2
N4L23	km línea rural - circuito sencillo - poste metálico - conductor D-N4-3
N4L24	km línea rural - circuito sencillo - poste metálico - conductor D-N4-4

N4L25	km línea urbana - circuito doble - poste metálico - conductor D-N4-1
N4L26	km línea urbana - circuito doble - poste metálico - conductor D-N4-2
N4L27	km línea urbana - circuito doble - poste metálico - conductor D-N4-3
N4L28	km línea urbana - circuito doble - poste metálico - conductor D-N4-4
N4L29	km línea rural - circuito doble - poste metálico - conductor D-N4-1
N4L30	km línea rural - circuito doble - poste metálico - conductor D-N4-2
N4L31	km línea rural - circuito doble - poste metálico - conductor D-N4-3
N4L32	km línea rural - circuito doble - poste metálico - conductor D-N4-4
N4L33	km línea urbana - circuito sencillo - torre metálica - conductor D-N4-1
N4L34	km línea urbana - circuito sencillo - torre metálica - conductor D-N4-2
N4L35	km línea urbana - circuito sencillo - torre metálica - conductor D-N4-3
N4L36	km línea urbana - circuito sencillo - torre metálica - conductor D-N4-4
N4L37	km línea rural - circuito sencillo - torre metálica - conductor D-N4-1
N4L38	km línea rural - circuito sencillo - torre metálica - conductor D-N4-2
N4L39	km línea rural - circuito sencillo - torre metálica - conductor D-N4-3
N4L40	km línea rural - circuito sencillo - torre metálica - conductor D-N4-4
N4L41	km línea urbana - circuito doble - torre metálica - conductor D-N4-1
N4L42	km línea urbana - circuito doble - torre metálica - conductor D-N4-2
N4L43	km línea urbana - circuito doble - torre metálica - conductor D-N4-3
N4L44	km línea urbana - circuito doble - torre metálica - conductor D-N4-4
N4L45	km línea rural - circuito doble - torre metálica - conductor D-N4-1
N4L46	km línea rural - circuito doble - torre metálica - conductor D-N4-2
N4L47	km línea rural - circuito doble - torre metálica - conductor D-N4-3
N4L48	km línea rural - circuito doble - torre metálica - conductor D-N4-4
N4L49	km de línea – subterránea
N4L50	km de línea – submarina
N4L51	km de línea - conexión internacional - 138 kV
N4L52	km de fibra óptica ADSS/OPGW

Tabla 49. UC de líneas de nivel de tensión 3

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CON
N3L1	km línea urbana - circuito sencillo - poste concreto - conductor D-N3-1
N3L2	km línea urbana - circuito sencillo - poste concreto - conductor D-N3-2
N3L3	km línea urbana - circuito sencillo - poste concreto - conductor D-N3-3
N3L4	km línea rural - circuito sencillo - poste concreto - conductor D-N3-1
N3L5	km línea rural - circuito sencillo - poste concreto - conductor D-N3-2
N3L6	km línea rural - circuito sencillo - poste concreto - conductor D-N3-3
N3L7	km línea urbana - circuito doble - poste concreto - conductor D-N3-1
N3L8	km línea urbana - circuito doble - poste concreto - conductor D-N3-2
N3L9	km línea urbana - circuito doble - poste concreto - conductor D-N3-3
N3L10	km línea rural - circuito doble - poste concreto - conductor D-N3-1
N3L11	km línea rural - circuito doble - poste concreto - conductor D-N3-2
N3L12	km línea rural - circuito doble - poste concreto - conductor D-N3-3
N3L13	km línea rural - circuito sencillo - torre metálica - conductor D-N3-1
N3L14	km línea rural - circuito sencillo - torre metálica - conductor D-N3-2
N3L15	km línea rural - circuito sencillo - torre metálica - conductor D-N3-3
N3L16	km línea rural - circuito doble - torre metálica - conductor D-N3-1
N3L17	km línea rural - circuito doble - torre metálica - conductor D-N3-2
N3L18	km línea rural - circuito doble - torre metálica - conductor D-N3-3
N3L19	km línea urbana - circuito sencillo - poste > 20 m - conductor D-N3-1
N3L20	km línea urbana - circuito sencillo - poste > 20 m - conductor D-N3-2
N3L21	km línea urbana - circuito sencillo - poste > 20 m - conductor D-N3-3
N3L22	km línea urbana - circuito doble - poste > 20 m - conductor D-N3-1
N3L23	km línea urbana - circuito doble - poste > 20 m - conductor D-N3-2
N3L24	km línea urbana - circuito doble - poste > 20 m - conductor D-N3-3
N3L25	km línea urbana - 3 fases - semiaislada - conductor sa-n3-1
N3L26	km línea urbana - 3 fases - semiaislada - conductor sa-n3-2
N3L27	km conductor subterráneo urbano - 3 cable monopolar - cu aislado XLPE 35 kV -
N3L28	km conductor subterráneo urbano - 3 cable monopolar - cu aislado XLPE 35 kV -
N3L29	km conductor subterráneo urbano - 3 cable monopolar - cu aislado XLPE 35 kV -
N3L30	km conductor subterráneo urbano 3 cable monopolar - cu aislado XLPE 35 kV -
N3L31	km conductor subterráneo urbano - 3 cable monopolar - cu aislado XLPE 35 kV -
N3L32	km canalización urbana 4x6"
N3L33	km canalización urbana 6x6"

Tabla 50. UC de líneas de nivel de tensión 2

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CON
N2L1	km línea urbana - poste concreto - vano tipo 1 - 3 hilos (3 fases, sin neutro) - con
N2L2	km línea urbana - poste concreto - vano tipo 1 - 3 hilos (3 fases, sin neutro) - con
N2L3	km línea urbana - poste concreto - vano tipo 1 - 3 hilos (3 fases, sin neutro) - con
N2L4	km línea urbana - poste concreto - vano tipo 1 - 3 hilos (3 fases, sin neutro) - con
N2L5	km línea urbana - poste concreto - vano tipo 1 - 3 hilos (3 fases, sin neutro) - con

N2L50	km línea urbana - poste concreto - vano tipo 1 - 4 hilos (3 fases, con neutro) - con
N2L51	km línea urbana - poste concreto - vano tipo 1 - 4 hilos (3 fases, con neutro) - con
N2L52	km línea urbana - poste concreto - vano tipo 1 - 4 hilos (3 fases, con neutro) - con
N2L53	km línea urbana - poste concreto - vano tipo 1 - 2 hilos (1 fase, con neutro) - con
N2L54	km conductor subterráneo urbano - 3 cables monopolares - cu aislado xlp o EPR,
N2L55	km conductor subterráneo urbano - 3 cables monopolares - cu aislado xlp o EPR,
N2L56	km conductor subterráneo urbano - 3 cables monopolares - cu aislado xlp o EPR,
N2L57	km conductor subterráneo urbano - 3 cables monopolares - cu aislado xlp o EPR,
N2L58	km conductor subterráneo urbano - 3 cables monopolares - cu aislado xlp o EPR,
N2L59	km conductor subterráneo urbano - 3 cables monopolares - cu aislado xlp o EPR,
N2L60	km conductor subterráneo urbano - 3 cables monopolares - cu aislado xlp o EPR,
N2L61	km conductor subterráneo urbano - 3 cables monopolares - cu aislado xlp o EPR,
N2L62	km conductor subterráneo urbano - 3 cables monopolares - cu aislado xlp o EPR,
N2L63	km conductor subterráneo urbano - 3 cables monopolares - aaac aislado xlp o EP
N2L64	km conductor subterráneo urbano - 3 cables monopolares - aaac aislado xlp o EP
N2L65	km conductor subterráneo urbano - 1 cable monopolar - cu aislado xlp o EPR, 15
N2L66	km canalización urbana 2x4"
N2L67	km canalización urbana 4x4"
N2L68	km canalización urbana 6x4"
N2L69	km canalización urbana 6x4" y 3x6"

Tabla 51. UC de transformadores de conexión al STN

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA
N5T1	Transformador trifásico (OLTC) - conexión al STN - hasta 10 MVA
N5T2	Transformador trifásico (OLTC) - conexión al STN - de 11 a 20 MVA
N5T3	Transformador trifásico (OLTC) - conexión al STN - de 21 a 40 MVA
N5T4	Transformador trifásico (OLTC) - conexión al STN - de 41 a 50 MVA
N5T5	Transformador trifásico (OLTC) - conexión al STN - de 51 a 60 MVA
N5T6	Transformador trifásico (OLTC) - conexión al STN - 61-90 MVA
N5T7	Transformador trifásico (OLTC) - conexión al STN - 91-100 MVA
N5T8	Transformador trifásico (OLTC) - conexión al STN - 101-120 MVA
N5T9	Transformador trifásico (OLTC) - conexión al STN - 121-150 MVA
N5T10	Transformador trifásico (OLTC) - conexión al STN – 151-180 MVA
N5T11	Autotransformador monofásico (OLTC) - conexión al STN - hasta 20 MVA
N5T12	Autotransformador monofásico (OLTC) - conexión al STN - 21-40 MVA
N5T13	Autotransformador monofásico (OLTC) - conexión al STN - 41-50 MVA
N5T14	Autotransformador monofásico (OLTC) - conexión al STN - 51-60 MVA
N5T15	Autotransformador monofásico (OLTC) - conexión al STN - 61-90 MVA
N5T16	Autotransformador monofásico (OLTC) - conexión al STN - 91-100 MVA
N5T17	Autotransformador monofásico (OLTC) - conexión al STN - 101 - 120 MVA
N5T18	Autotransformador monofásico (OLTC) - conexión al STN - 121 - 150 MVA
N5T19	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) - conexión STN- hasta 20 MVA
N5T20	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) - conexión al STN – 21-40 MVA

N5T21	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) - conexión al STN – 41-50 MVA
N5T22	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) - conexión al STN – 51- 60 MVA
N5T23	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) - conexión al STN – 61- 90 MVA
N5T24	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) - conexión al STN- 91-120 MVA
N5T25	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) - conexión al STN- > 121MVA

Tabla 52. UC de transformadores de potencia

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA
N4T1	Transformador trifásico (OLTC) - lado de alta en el nivel 4 - hasta 5 MVA
N4T2	Transformador trifásico (OLTC) - lado de alta en el nivel 4 - de 5 a 10 MVA
N4T3	Transformador trifásico (OLTC) - lado de alta en el nivel 4 - de 11 a 15 MVA
N4T4	Transformador trifásico (OLTC) - lado de alta en el nivel 4 - de 16 a 20 MVA
N4T5	Transformador trifásico (OLTC) - lado de alta en el nivel 4 - de 21 a 30 MVA
N4T6	Transformador trifásico (OLTC) - lado de alta en el nivel 4 - de 31 a 40 MVA
N4T7	Transformador trifásico (OLTC) - lado de alta en el nivel 4 - de 41 a 50 MVA
N4T8	Transformador trifásico (OLTC) - lado de alta en el nivel 4 - de 51 a 60 MVA
N4T9	Transformador trifásico (OLTC) - lado de alta en el nivel 4 - de 61 a 80 MVA
N4T10	Transformador trifásico (OLTC) - lado alta en el nivel 4 - de 81 a 100 MVA
N4T11	Transformador trifásico (OLTC) - lado alta en el nivel 4 - mayor a 100 MVA
N4T12	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) - lado alta nivel 4 - hasta 5 MVA
N4T13	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) - lado alta nivel 4 - de 6 a 10 MVA
N4T14	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) - lado alta nivel 4- de 11 a 20 MVA
N4T15	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) - lado alta nivel 4- de 21 a 30 MVA
N4T16	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) - lado alta nivel 4- de 31 a 40 MVA
N4T17	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) - lado alta nivel 4- de 41 a 50 MVA
N4T18	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) - lado alta nivel 4- de 51 a 60 MVA
N4T19	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) - alta nivel 4- mayor a 60 MVA
N3T1	Transformador trifásico (nltc) - lado alta nivel 3 - de 0.5 a 2.5 MVA
N3T2	Transformador trifásico (nltc) - lado alta nivel 3 - de 2.6 a 6 MVA
N3T3	Transformador trifásico (OLTC) - lado alta nivel 3 - de 6.1 a 10 MVA
N3T4	Transformador trifásico (OLTC) - lado alta nivel 3 - de 11 a 15 MVA
N3T5	Transformador trifásico (OLTC) - lado alta nivel 3 - de 16 a 20 MVA
N3T6	Transformador trifásico (OLTC) - lado alta nivel 3 - de 21 a 30 MVA
N3T7	Transformador trifásico (OLTC) - lado alta nivel 3 - mayor a 31 MVA

Tabla 53. UC de equipos de compensación

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA
N4CR1	Compensación reactiva - capacidad final mayor de 3 a 6 MVAr - nivel 4
N4CR2	Compensación reactiva - capacidad final mayor de 6 a 12 MVAr - nivel 4
N4CR3	Compensación reactiva - capacidad final mayor de 12 a 18 MVAr - nivel 4
N4CR4	Compensación reactiva - capacidad final mayor de 18 a 54 MVAr - nivel 4
N4CR5	Compensación reactiva - capacidad final mayor de 54 a 90 MVAr - nivel 4
N3CR1	Compensación reactiva - capacidad final mayor de 1,2 a 2,4 MVAr - nivel 3
N3CR2	Compensación reactiva - capacidad final mayor de 2,4 a 5,4 MVAr - nivel 3
N3CR3	Compensación reactiva - capacidad final mayor de 4 a 14,4 MVAr - nivel 3
N3CR4	Compensación reactiva - capacidad final mayor de 14,4 a 28,8 MVAr - nivel 3
N3CR5	Compensación reactiva - capacidad final mayor de 28,8 a 43,2 MVAr - nivel 3
N2CR1	Compensación reactiva - capacidad final mayor de 90 a 180 kVAr - nivel 2
N2CR2	Compensación reactiva - capacidad final mayor de 180 a 360 kVAr - nivel 2
N2CR3	Compensación reactiva - capacidad final mayor de 360 a 600 kVAr - nivel 2
N2CR4	Compensación reactiva - capacidad final mayor de 600 a 1200 kVAr - nivel 2
N2CR5	Compensación reactiva - capacidad final mayor de 1200 a 2400 kVAr - nivel 2
N2CR6	Compensación reactiva - capacidad final mayor de 2400 a 3600 kVAr - nivel 2

Tabla 54. UC de centros de control y calidad

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTR
CCS1	Scada tipo 1
CCS2	Sistema de manejo de energía: EMS tipo 1
CCS3	Sistema de gestión de distribución: DMS tipo 1
CCS4	Sistema de información geográfico: GIS tipo 1
CCS5	Enlace ICCP tipo 1
CCS6	Sistemas de medida calidad y registro (des-fes, pq, kWh) tipo 1
CCS7	Sistema de comunicaciones tipo 1
CCS8	Edificio de control tipo 1
CCS9	Scada tipo 2
CCS10	Sistema de manejo de energía: EMS tipo 2
CCS11	Sistema de gestión de distribución: DMS tipo 2
CCS12	Sistema de información geográfico: GIS tipo 2
CCS13	Enlace ICCP tipo 2
CCS14	Sistemas de medida calidad y registro (des-fes, pq, kWh) tipo 2
CCS15	Sistema de comunicaciones tipo 2
CCS16	Edificio de control tipo 2
CCS17	Scada tipo 3
CCS18	Sistema de manejo de energía: EMS tipo 3
CCS19	Sistema de gestión de distribución: DMS tipo 3
CCS20	Sistema de información geográfico: GIS tipo 3
CCS21	Enlace ICCP tipo 3
CCS22	Sistemas de medida calidad y registro (des-fes, pq, kWh) tipo 3

CCS23	Sistema de comunicaciones tipo 3
CCS24	Edificio de control tipo 3
CCS25	Scada tipo 4
CCS26	Sistema de manejo de energía: EMS tipo 4
CCS27	Sistema de gestión de distribución: DMS tipo 4
CCS28	Sistema de información geográfico: GIS tipo 4
CCS29	Enlace ICCP tipo 4
CCS30	Sistemas de medida calidad y registro (des-fes, pq, kWh) tipo 4
CCS31	Sistema de comunicaciones tipo 4
CCS32	Edificio de control tipo 4

El tipo de centro de control se define de acuerdo con la siguiente clasificación:

Tabla 55. Clasificación de centros de control

TIPO CC	NÚMERO DE SEÑALES
TIPO 1	Señales > 50000
TIPO 2	15000 < Señales <=50000
TIPO 3	5000 < Señales <=15000
TIPO 4	Señales <=5000

El OR deberá calcular el número de señales a partir de su inventario de activos, asignado a cada una UC indicado.

Tabla 56. UC de equipos de nivel de tensión 4

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONST
N4EQ1	Unidad de adquisición de datos
N4EQ2	Transformador de tensión nivel 4
N4EQ3	Armario concentrador (marshall in kiosk)
N4EQ4	Unidad de calidad de potencia (pq) creg 024 de 2005
N4EQ5	Enlace de comunicaciones satelital
N4EQ6	Enlace de comunicaciones microondas
N4EQ7	Enlace de fibra óptica
N4EQ8	Sistema de comunicaciones por onda portadora
N4EQ9	Sistema de teleprotección
N4EQ10	Interface de usuario (IHM)
N4EQ11	Unidad terminal remota
N4EQ12	Gateway de comunicaciones

Tabla 57. UC de equipos de nivel de tensión 3

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CON
N3EQ1	Equipo de medida
N3EQ2	Juego de cuchillas para operación sin carga nivel 3
N3EQ3	Juego de pararrayos nivel 3
N3EQ4	Juego de seccionadores tripolar bajo carga nivel 3
N3EQ5	Reconector N3
N3EQ6	Regulador 36 kV
N3EQ7	Seccionalizador manual bajo carga
N3EQ8	Seccionalizador eléctrico (motorizado) N3
N3EQ9	Transición aérea - subterránea N3
N3EQ10	Transformador de puesta a tierra
N3EQ11	Transformador de tensión nivel 3
N3EQ12	Unidad de adquisición de datos nivel 3
N3EQ13	Armario concentrador (marshall in kiosk)
N3EQ14	Unidad de calidad de potencia (pq) creg 024 de 2005
N3EQ15	Interface de usuario (IHM)
N3EQ16	Gateway de comunicaciones
N3EQ17	Enlace de comunicaciones satelital
N3EQ18	Enlace de comunicaciones microondas
N3EQ19	Enlace de fibra óptica
N3EQ20	Unidad terminal remota
N3EQ21	Sistema de teleprotección
N3EQ22	Juego de cortacircuitos nivel 3
N3EQ23	Juego de pararrayos nivel 3 (44 kV)
N3EQ24	Transición aérea - subterránea n3 (44 kV)
N3EQ25	Indicador falla subterráneo nivel 3

Tabla 58. UC de equipos de nivel de tensión 2

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CON
N2EQ1	Baraje de derivación subterráneo N2
N2EQ2	Caja de maniobra N2, sumergible con codos
N2EQ3	Control de bancos de capacitores
N2EQ4	Banco de condensadores montaje en poste 150 kVAr
N2EQ5	Banco de condensadores montaje en poste 300 kVAr
N2EQ6	Banco de condensadores montaje en poste 450 kVAr
N2EQ7	Banco de condensadores montaje en poste 600 kVAr
N2EQ8	Banco de condensadores montaje en poste 900 kVAr
N2EQ9	Cortacircuitos 15 kV monofásico
N2EQ10	Equipo de medida
N2EQ11	Indicador falla monofásico
N2EQ12	Juego de cortacircuitos monofásicos N2
N2EQ13	Juego de cuchillas para operación sin carga

N2EQ14	Pararrayos monofásicos
N2EQ15	Juego de pararrayos monofásicos N2
N2EQ16	Juego de seccionadores trifásico bajo carga líneas
N2EQ17	Juego de seccionadores trifásico bajo carga S/E
N2EQ18	Regulador de voltaje trifásicos de distribución
N2EQ19	Regulador de voltaje monofásico hasta 50 kVA
N2EQ20	Regulador de voltaje monofásico hasta 150 kVA
N2EQ21	Regulador de voltaje monofásico hasta 276 kVA
N2EQ22	Regulador de voltaje monofásico hasta 500 kVA
N2EQ23	Regulador de voltaje monofásico hasta 1000 kVA
N2EQ24	Seccionador monopolar 14.4 Kv
N2EQ25	Seccionador trifásico vacío
N2EQ26	Seccionalizador con control inteligente, 400 ^a
N2EQ27	Seccionalizador eléctrico, 400 a - en SF6
N2EQ28	Seccionalizador motorizado N2
N2EQ29	Seccionalizador manual (bajo carga), 400 A
N2EQ30	Interruptor en aire bajo carga
N2EQ31	Transición aérea - subterránea N2
N2EQ32	Unidad de adquisición de datos nivel 2
N2EQ33	Armario concentrador (marshall in kiosk)
N2EQ34	Unidad de calidad de potencia (pq) creg 024 de 2005
N2EQ35	Reconectador N2
N2EQ36	Interruptor de transferencia en SF6 N2
N2EQ37	Transformador de puesta a tierra
N2EQ38	Transformador de tensión nivel 2

Tabla 59. UC Áreas típicas reconocidas para terrenos de las UC

SUBESTACIONES CONVENCIONALES NIVEL DE TENSIÓN 4

CONFIGURACIÓN	BAHÍA DE LÍNEA [m ²]	BAHÍA TRANSFORMADOR [m ²]	I SE TRA
BARRA SENCILLA	270	290	
DOBLE BARRA	405	435	
DOBLE BARRA MAS BYPASS	405	435	
BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA	405	435	
INTRERRUPTOR Y MEDIO	440	540	
ANILLO	360	510	

SUBESTACIONES ENCAPSULADAS NIVEL DE TENSIÓN 4

CONFIGURACIÓN	BAHÍA DE LÍNEA [m2]	BAHÍA TRANSFOR
BARRA SENCILLA	30	
DOBLE BARRA	40	

SUBESTACIONES CONVENCIONALES NIVEL DE TENSIÓN 3

CONFIGURACIÓN	BAHÍA DE LÍNEA [m2]	BAHÍA TRANSFORMA [m2]
TODAS LAS CONFIGURACIONES	100	

SUBESTACIONES CONVENCIONALES REDUCIDAS NIVEL DE TENSIÓN 3

CONFIGURACIÓN	BAHÍA DE LÍNEA [m2]	BAHÍA TI
TODAS LAS CONFIGURACIONES	40	

SUBESTACIONES REDUCIDAS TIPO RURAL NIVEL DE TENSIÓN 3

CONFIGURACIÓN	BAHÍA TRANSFORM
TODAS LAS CONFIGURACIONES	

SUBESTACIONES ENCAPSULADAS Y METALCLAD NIVEL DE TENSIÓN 3

CONFIGURACIÓN	MÓDULO COMÚN TIPO
TODAS LAS CONFIGURACIONES	

SUBESTACIONES CONVENCIONALES NIVEL DE TENSIÓN 2

CONFIGURACIÓN	BAHÍA DE LÍNEA [m2]	B.
TODAS LAS CONFIGURACIONES	16	

TRANSFORMADORES

CONFIGURACIÓN	CONEXIÓN AL STN [m2]	LADC %
BANCOS MONOFÁSICOS	160	
TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS	60	

CENTROS DE CONTROL

CONFIGURACIÓN	[m ²]
CENTROS DE CONTROL TIPO 1	500
CENTROS DE CONTROL TIPO 2	410
CENTROS DE CONTROL TIPO 3	220
CENTROS DE CONTROL TIPO 4	130

Tabla 60. Área reconocida por componente para el edificio de control de subestación

ITEM	
ÁREAS GENERALES S/E NIVEL 4 - AG _{4,s}	
ÁREAS GENERALES S/E NIVEL 3 - AG _{3,s}	
BAHÍA - ABh	
CELDA - ACe	

Tabla 61. Señales por unidad constructiva

UC	DESCRIPCIÓN
N4S1	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo convencional
N4S2	Bahía de transformador - configuración barra sencilla - tipo convencional
N4S3	Bahía de línea - configuración barra doble - tipo convencional
N4S4	Bahía de transformador - configuración barra doble - tipo convencional
N4S5	Bahía de línea - configuración barra doble con by pass - tipo convencional
N4S6	Bahía de transformador - configuración barra doble con by pass - tipo convencional
N4S7	Bahía de línea - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional
N4S8	Bahía de transformador - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional
N4S9	Bahía de línea - configuración interruptor y medio - tipo convencional
N4S10	Bahía de transformador - configuración interruptor y medio - tipo convencional
N4S11	Bahía de línea - configuración en anillo - tipo convencional
N4S12	Bahía de transformador - configuración en anillo - tipo convencional
N4S13	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo encapsulada (SF6)
N4S14	Bahía de transformador - configuración barra sencilla - tipo encapsulada (SF6)
N4S15	Bahía de línea - configuración barra doble - tipo encapsulada (SF6)
N4S16	Bahía de transformador - configuración barra doble - tipo encapsulada (SF6)
N4S17	Bahía de maniobra - (acople - transferencia o seccionamiento) - tipo convencional
N4S18	Bahía de maniobra - tipo encapsulada (SF6)
N3S1	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo convencional
N3S2	Bahía de transformador - configuración barra sencilla - tipo convencional
N3S3	Bahía de línea - configuración barra doble - tipo convencional
N3S4	Bahía de transformador - configuración barra doble - tipo convencional
N3S5	Bahía de línea - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional
N3S6	Bahía de transformador - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional
N3S7	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo encapsulada (SF6)
N3S8	Bahía de transformador - configuración barra sencilla - tipo encapsulada (SF6)
N3S9	Bahía de línea - configuración barra doble - tipo encapsulada (SF6)

N3S10	Bahía de transformador - configuración barra doble - tipo encapsulada (SF6)
N3S11	Celda de línea - subestación tipo metalclad
N3S12	Celda de transformador o acople - subestación tipo metalclad
N3S13	Bahía de línea - subestación convencional reducida - tipo 1
N3S14	Bahía de transformador - subestación convencional reducida - tipo 1
N3S15	Bahía de línea - subestación convencional reducida - tipo 2
N3S16	Bahía de transformador - subestación convencional reducida - tipo 2
N3S17	Bahía de línea - subestación reducida
N3S18	Bahía de transformador - subestación reducida
N3S19	Bahía de acople - tipo convencional
N3S20	Bahía de acople - tipo encapsulada (SF6)
N2S1	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo convencional
N2S2	Bahía de transformador - configuración barra sencilla - tipo convencional
N2S3	Bahía de línea - configuración barra doble - tipo convencional
N2S4	Bahía de transformador - configuración barra doble - tipo convencional
N2S5	Bahía de línea - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional
N2S6	Bahía de transformador - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional
N2S7	Bahía de línea - subestación reducida
N2S8	Bahía de acople o seccionamiento (configuraciones en que aplica) - tipo convencional
N2S9	Celda de salida de circuito - barra sencilla - subestación metalclad
N2S10	Celda de llegada de transformador - barra sencilla - subestación metalclad
N2S11	Celda de interconexión o de acople - barra sencilla - subestación metalclad
N2S12	Celda de medida o auxiliares - barra sencilla - subestación metalclad
N2S13	Gabinete protección de barras - subestación metalclad
N2S14	Ducto de barras o cables llegada transformador - barra sencilla - subestación metalclad
N2S15	Celda de salida de circuito - doble barra - subestación metalclad
N2S16	Celda de llegada de transformador - doble barra - subestación metalclad
N2S17	Celda de interconexión o de acople - doble barra - subestación metalclad
N2S18	Celda de medida o auxiliares - doble barra - subestación metalclad

15.2 CATEGORIAS DE UNIDADES CONSTRUCTIVAS. <Numeral modificado por el artículo 2

Tabla 62. Unidades constructivas de la categoría de transformadores de potencia

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL TECNICO
1	Transformadores de potencia	
1	Transformadores de potencia	

Tabla 63. Unidades constructivas de la categoría de compensaciones

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL TECNICO
2	Compensaciones	
2	Compensaciones	
2	Compensaciones	

Tabla 64. Unidades constructivas de la categoría de bahías y celdas

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	VIDA ÚTIL
3	Bahías y celdas	4	30
3	Bahías y celdas	3	30
3	Bahías y celdas	2	30

Tabla 65. Unidades constructivas de la categoría de equipos de control y comunicaciones

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	VIDA ÚTIL
4	Equipos de control y comunicaciones	4	30
4	Equipos de control y comunicaciones	3	30
4	Equipos de control y comunicaciones	2	30

Tabla 66. Unidades constructivas de la categoría de equipos de subestación

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	VIDA ÚTIL
5	Equipos de subestación	4	30
5	Equipos de subestación	3	30
5	Equipos de subestación	2	30

Tabla 67. Unidades constructivas de la categoría de otros activos de subestación

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	VIDA ÚTIL
6	Otros activos subestación	4	30
6	Otros activos subestación	3	30
6	Otros activos subestación	2	30

Tabla 68. Unidades constructivas de la categoría de centros de control

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	VIDA ÚTIL
7	Centro de control	-	30

Tabla 69. Unidades constructivas de la categoría de líneas aéreas

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	VIDA ÚTIL
8	Líneas aéreas	4	30
8	Líneas aéreas	3	30
8	Líneas aéreas	2	30

Tabla 70. Unidades constructivas de la categoría de líneas subterráneas

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	VID.
9	Líneas subterráneas	4	
9	Líneas subterráneas	3	
9	Líneas subterráneas	2	

Tabla 71. Unidades constructivas de la categoría de equipos de línea

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	VID.
10	Equipos de línea	3	
10	Equipos de línea	2	

Para la clasificación de los circuitos de nivel de tensión 1 se deben utilizar las siguientes categorías

Tabla 72. Clasificación de activos de nivel de tensión 1

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN
11	Transformadores de distribución
12	Redes aéreas

Notas de Vigencia

- Numeral modificado por el artículo [26](#) de la Resolución 85 de 2018, 'por la cual se aclaran y corrijan errores del Diario Oficial No. 50.666 de 26 de julio de 2018.

Legislación Anterior

Texto original de la Resolución 15 de 2018:

15.2 CATEGORIAS DE UNIDADES CONSTRUCTIVAS

Para la clasificación de la UC de los niveles de tensión 4, 3 y 2, establecidas en este capítulo, se d

Tabla 62. Unidades constructivas de la categoría de transformadores de potencia

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	VIDA ÚTIL	UC ASOCIADAS
1	Transformadores de potencia	4	30	N5T1 a N5T25 y N4T1 a N4T19
1	Transformadores de potencia	3	30	N3T1 a N3T8

Tabla 63. Unidades constructivas de la categoría de compensaciones

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	VIDA ÚTIL	UC ASOCIADAS
2	Compensaciones	4	30	N4CR1 a N4CR5
2	Compensaciones	3	30	N3CR1 a N3CR5
2	Compensaciones	2	30	N2CR1 a N2CR6

Tabla 64. Unidades constructivas de la categoría de bahías y celdas

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	VIDA ÚTIL	UC ASOCIADAS
3	Bahías y celdas	4	30	N5S1 a N5S6, N5S9, N4S1E, N4S1 a N4S18, N4S46 y N4S47
3	Bahías y celdas	3	30	N3S1 a N3S20 y N3S39 a N3S43
3	Bahías y celdas	2	30	N2S1 a N2S11 y N2S15 a N2S17

Tabla 65. Unidades constructivas de la categoría de equipos de control y comunicaciones

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	VIDA ÚTIL	UC ASOCIADAS
4	Equipos de control y comunicaciones	4	10	N5S8, N4S19, N4S45, N4EQ1 y N4EQ4 a N4EQ12
4	Equipos de control y comunicaciones	3	10	N3S21 a N3S23, N3S38, N3EQ1, N3EQ12 y N3EQ14 a N3EQ21
4	Equipos de control y comunicaciones	2	10	N2EQ3, N2EQ10, N2EQ32 y N2EQ34

Tabla 66. Unidades constructivas de la categoría de equipos de subestación

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	VIDA ÚTIL	UC ASOCIADAS
5	Equipos de subestación	4	40	N4EQ2, N4EQ2E, N4EQ3, N4EQ4E, N4EQ13, N4EQ13E, N4EQ14 y N4EQ14E
5	Equipos de subestación	3	30	N3EQ10, N3EQ11 y N3EQ13
5	Equipos de subestación	2	30	N2EQ33, N2EQ37, N2EQ38 y N2EQ40

Tabla 67. Unidades constructivas de la categoría de otros activos de subestación

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	VIDA ÚTIL	UC ASOCIADAS
6	Otros activos subestación	4	30	N5S7, N5S10, N4S20 a N4S44 y N4S48
6	Otros activos subestación	3	30	N3S24 a N3S37 y N3S44
6	Otros activos subestación	2	30	N2S12 a N2S14 y N2S18 a N2S29

Tabla 68. Unidades constructivas de la categoría de centros de control

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	VIDA ÚTIL	UC ASOCIADAS
7	Centro de control	-	10	CCS1 a CCS32

Tabla 69. Unidades constructivas de la categoría de líneas aéreas

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	VIDA ÚTIL	UC ASOCIADAS
8	Líneas aéreas	4	40	N4L1 a N4L48 y N4L51 a N4L54
8	Líneas aéreas	3	40	N3L1 a N3L26
8	Líneas aéreas	2	30	N2L1 a N2L53

Tabla 70. Unidades constructivas de la categoría de líneas subterráneas

CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	VIDA ÚTIL	UC ASOCIADAS
9	Lineas subterráneas	4	40	N4L49 y N4L50
9	Lineas subterráneas	3	40	N3L27 a N3L33
9	Lineas subterráneas	2	30	N2L54 a N2L70

Tabla 71. Unidades constructivas de la categoría de equipos de línea

CATEGORIA	DESCRIPCIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	VIDA ÚTIL	UC ASOCIADAS
10	Equipos de línea	3	30	N3EQ2 a N3EQ9 y N3EQ22 a N3EQ25
10	Equipos de línea	2	30	N2EQ1, N2EQ2, N2EQ4 a N2EQ9, N2EQ11 a N2EQ31, N2EQ35 y N2EQ36

Para la clasificación de los circuitos de nivel de tensión 1 se deben utilizar las siguientes categorías:

Tabla 72. Clasificación de activos de nivel de tensión 1

CATEGORIA	DESCRIPCION	NIVEL	MDA UTIL
11	Transformadores de distribución	1	20
12	Redes aéreas	1	30

CAPITULO 16. ÍNDICES DE RIESGO POR MUNICIPIO.

CODIGO DANE	DEPTO	
91263	AMAZONAS	
91405	AMAZONAS	
91407	AMAZONAS	
91430	AMAZONAS	
91001	AMAZONAS	
91460	AMAZONAS	
91530	AMAZONAS	
91536	AMAZONAS	

91540	AMAZONAS	
91669	AMAZONAS	I
91798	AMAZONAS	
5002	ANTIOQUIA	
5004	ANTIOQUIA	
5021	ANTIOQUIA	
5030	ANTIOQUIA	
5031	ANTIOQUIA	
5034	ANTIOQUIA	
5036	ANTIOQUIA	
5038	ANTIOQUIA	
5040	ANTIOQUIA	
5044	ANTIOQUIA	
5045	ANTIOQUIA	
5051	ANTIOQUIA	
5055	ANTIOQUIA	
5059	ANTIOQUIA	
5079	ANTIOQUIA	
5088	ANTIOQUIA	
5086	ANTIOQUIA	
5091	ANTIOQUIA	
5093	ANTIOQUIA	
5107	ANTIOQUIA	
5113	ANTIOQUIA	
5120	ANTIOQUIA	
5125	ANTIOQUIA	
5129	ANTIOQUIA	
5134	ANTIOQUIA	
5138	ANTIOQUIA	
5142	ANTIOQUIA	
5145	ANTIOQUIA	
5147	ANTIOQUIA	
5148	ANTIOQUIA	
5150	ANTIOQUIA	
5154	ANTIOQUIA	
5172	ANTIOQUIA	
5190	ANTIOQUIA	
5101	ANTIOQUIA	
5197	ANTIOQUIA	
5206	ANTIOQUIA	
5209	ANTIOQUIA	
5212	ANTIOQUIA	
5234	ANTIOQUIA	
5237	ANTIOQUIA	

5240	ANTIOQUIA
5250	ANTIOQUIA
5264	ANTIOQUIA
5266	ANTIOQUIA
5282	ANTIOQUIA
5284	ANTIOQUIA
5306	ANTIOQUIA
5308	ANTIOQUIA
5310	ANTIOQUIA
5313	ANTIOQUIA
5315	ANTIOQUIA
5318	ANTIOQUIA
5321	ANTIOQUIA
5347	ANTIOQUIA
5353	ANTIOQUIA
5360	ANTIOQUIA
5361	ANTIOQUIA
5364	ANTIOQUIA
5368	ANTIOQUIA
5376	ANTIOQUIA
5380	ANTIOQUIA
5390	ANTIOQUIA
5400	ANTIOQUIA
5411	ANTIOQUIA
5425	ANTIOQUIA
5440	ANTIOQUIA
5001	ANTIOQUIA
5467	ANTIOQUIA
5475	ANTIOQUIA
5480	ANTIOQUIA
5483	ANTIOQUIA
5495	ANTIOQUIA
5490	ANTIOQUIA
5501	ANTIOQUIA
5541	ANTIOQUIA
5543	ANTIOQUIA
5576	ANTIOQUIA
5579	ANTIOQUIA
5585	ANTIOQUIA
5591	ANTIOQUIA
5604	ANTIOQUIA
5607	ANTIOQUIA
5615	ANTIOQUIA
5628	ANTIOQUIA

5631	ANTIOQUIA	
5642	ANTIOQUIA	
5647	ANTIOQUIA	
5649	ANTIOQUIA	
5652	ANTIOQUIA	
5656	ANTIOQUIA	
5658	ANTIOQUIA	
5659	ANTIOQUIA	
5660	ANTIOQUIA	
5664	ANTIOQUIA	
5665	ANTIOQUIA	
5667	ANTIOQUIA	
5670	ANTIOQUIA	
5674	ANTIOQUIA	
5679	ANTIOQUIA	
5042	ANTIOQUIA	
5686	ANTIOQUIA	
5690	ANTIOQUIA	
5697	ANTIOQUIA	
5736	ANTIOQUIA	
5756	ANTIOQUIA	
5761	ANTIOQUIA	
5789	ANTIOQUIA	
5790	ANTIOQUIA	
5792	ANTIOQUIA	
5809	ANTIOQUIA	
5819	ANTIOQUIA	
5837	ANTIOQUIA	
5842	ANTIOQUIA	
5847	ANTIOQUIA	
5854	ANTIOQUIA	
5856	ANTIOQUIA	
5858	ANTIOQUIA	
5861	ANTIOQUIA	
5873	ANTIOQUIA	
5885	ANTIOQUIA	
5887	ANTIOQUIA	
5890	ANTIOQUIA	
5893	ANTIOQUIA	
5895	ANTIOQUIA	
81001	ARAUCA	
81065	ARAUCA	
81220	ARAUCA	
81300	ARAUCA	

81591	ARAUCA	
81736	ARAUCA	
81794	ARAUCA	
8078	ATLANTICO	
8001	ATLANTICO	
8137	ATLANTICO	
8141	ATLANTICO	
8296	ATLANTICO	
8372	ATLANTICO	
8421	ATLANTICO	
8433	ATLANTICO	
8436	ATLANTICO	
8520	ATLANTICO]
8549	ATLANTICO	
8558	ATLANTICO	
8560	ATLANTICO	
8573	ATLANTICO	
8606	ATLANTICO	
8634	ATLANTICO	
8638	ATLANTICO	
8675	ATLANTICO	
8685	ATLANTICO	
8758	ATLANTICO	
8770	ATLANTICO	
8832	ATLANTICO	
8849	ATLANTICO	
13006	BOLIVAR	
13030	BOLIVAR	,
13042	BOLIVAR	
13052	BOLIVAR	
13062	BOLIVAR	
13074	BOLIVAR]
13140	BOLIVAR	
13160	BOLIVAR	
13001	BOLIVAR	
13188	BOLIVAR	
13222	BOLIVAR	
13212	BOLIVAR	
13244	BOLIVAR	,
13248	BOLIVAR	
13268	BOLIVAR	
13300	BOLIVAR	
13430	BOLIVAR	
13433	BOLIVAR	

13440	BOLIVAR	
13442	BOLIVAR	
13468	BOLIVAR	
13458	BOLIVAR	
13473	BOLIVAR	
13490	BOLIVAR	
13549	BOLIVAR	
13580	BOLIVAR	
13600	BOLIVAR	
13620	BOLIVAR	
13647	BOLIVAR	
13650	BOLIVAR	
13654	BOLIVAR	
13655	BOLIVAR	SA
13657	BOLIVAR	SA
13667	BOLIVAR	S
13670	BOLIVAR	
13673	BOLIVAR	
13683	BOLIVAR	
13688	BOLIVAR	
13744	BOLIVAR	
13760	BOLIVAR	
13780	BOLIVAR	
13810	BOLIVAR	
13836	BOLIVAR	
13838	BOLIVAR	
13873	BOLIVAR	
13894	BOLIVAR	
15022	BOYACA	
15047	BOYACA	
15051	BOYACA	
15087	BOYACA	
15090	BOYACA	
15092	BOYACA	
15097	BOYACA	
15104	BOYACA	
15106	BOYACA	
15109	BOYACA	
15114	BOYACA	
15131	BOYACA	
15135	BOYACA	
15162	BOYACA	
15172	BOYACA	
15176	BOYACA	

15232	BOYACA	
15180	BOYACA	
15183	BOYACA	
15185	BOYACA	
15187	BOYACA	
15236	BOYACA	
15189	BOYACA	
15204	BOYACA	
15212	BOYACA	
15215	BOYACA	
15218	BOYACA	
15223	BOYACA	
15224	BOYACA	
15226	BOYACA	
15238	BOYACA	
15244	BOYACA	
15248	BOYACA	
15272	BOYACA	
15276	BOYACA	
15293	BOYACA	
15296	BOYACA	
15299	BOYACA	
15317	BOYACA	
15322	BOYACA	
15325	BOYACA	
15332	BOYACA	
15362	BOYACA	
15367	BOYACA	
15368	BOYACA	
15380	BOYACA	
15403	BOYACA	
15401	BOYACA	
15377	BOYACA	
15425	BOYACA	
15442	BOYACA	
15455	BOYACA	
15464	BOYACA	
15466	BOYACA	
15469	BOYACA	
15476	BOYACA	
15480	BOYACA	
15491	BOYACA	
15494	BOYACA	
15500	BOYACA	

15507	BOYACA	
15511	BOYACA	
15514	BOYACA	
15516	BOYACA	
15518	BOYACA	
15522	BOYACA	
15531	BOYACA	
15533	BOYACA	
15537	BOYACA	
15542	BOYACA	
15550	BOYACA	
15572	BOYACA	
15580	BOYACA	
15599	BOYACA	
15600	BOYACA	
15621	BOYACA	
15632	BOYACA	
15638	BOYACA	
15646	BOYACA	
15660	BOYACA	
15664	BOYACA	
15667	BOYACA	
15673	BOYACA	
15676	BOYACA	
15681	BOYACA	
15690	BOYACA	
15693	BOYACA	
15696	BOYACA	
15686	BOYACA	
15720	BOYACA	
15723	BOYACA	
15740	BOYACA	
15753	BOYACA	
15757	BOYACA	
15755	BOYACA	
15759	BOYACA	
15761	BOYACA	
15762	BOYACA	
15764	BOYACA	
15763	BOYACA	
15774	BOYACA	
15776	BOYACA	
15778	BOYACA	
15790	BOYACA	

15798	BOYACA	
15804	BOYACA	
15806	BOYACA	
15808	BOYACA	
15810	BOYACA	
15814	BOYACA	
15816	BOYACA	
15820	BOYACA	
15822	BOYACA	
15001	BOYACA	
15832	BOYACA	
15835	BOYACA	
15837	BOYACA	
15839	BOYACA	
15842	BOYACA	
15861	BOYACA	
15407	BOYACA	
15879	BOYACA	
15897	BOYACA	
17013	CALDAS	
17042	CALDAS	
17050	CALDAS	
17088	CALDAS	
17174	CALDAS	
17272	CALDAS	
17380	CALDAS	
17388	CALDAS	
17001	CALDAS	
17433	CALDAS	
17442	CALDAS	
17444	CALDAS	
17446	CALDAS	
17486	CALDAS	
17495	CALDAS	
17513	CALDAS	
17524	CALDAS	
17541	CALDAS	
17614	CALDAS	
17616	CALDAS	
17653	CALDAS	
17662	CALDAS	
17665	CALDAS	
17777	CALDAS	
17867	CALDAS	

17873	CALDAS	
17877	CALDAS	
18029	CAQUETA	
18094	CAQUETA	
18150	CAQUETA	CA
18205	CAQUETA	
18247	CAQUETA	
18256	CAQUETA	
18001	CAQUETA	
18410	CAQUETA	
18460	CAQUETA	
18479	CAQUETA	
18592	CAQUETA	
18610	CAQUETA	S
18753	CAQUETA	S.
18756	CAQUETA	
18785	CAQUETA	
18860	CAQUETA	
85010	CASANARE	
85015	CASANARE	
85125	CASANARE	
85136	CASANARE	
85139	CASANARE	
85162	CASANARE	
85225	CASANARE	
85230	CASANARE	
85250	CASANARE	
85263	CASANARE	
85279	CASANARE	
85300	CASANARE	
85315	CASANARE	
85325	CASANARE	
85400	CASANARE	
85410	CASANARE	
85430	CASANARE	
85440	CASANARE	
85001	CASANARE	
19022	CAUCA	
19050	CAUCA	
19075	CAUCA	
19100	CAUCA	
19110	CAUCA	
19130	CAUCA	
19137	CAUCA	

19142	CAUCA	
19212	CAUCA	
19256	CAUCA	
19290	CAUCA	
19300	CAUCA	
19318	CAUCA	
19355	CAUCA	
19364	CAUCA	
19392	CAUCA	
19397	CAUCA	
19418	CAUCA	
19450	CAUCA	
19455	CAUCA	
19473	CAUCA	
19513	CAUCA	
19517	CAUCA	
19532	CAUCA	
19533	CAUCA	
19548	CAUCA	
19001	CAUCA	
19573	CAUCA	
19585	CAUCA	
19622	CAUCA	
19693	CAUCA	
19701	CAUCA	
19698	CAUCA	SAN
19743	CAUCA	
19760	CAUCA	
19780	CAUCA	
19785	CAUCA	
19807	CAUCA	
19809	CAUCA	
19821	CAUCA	
19824	CAUCA	
19845	CAUCA	
20011	CESAR	
20013	CESAR	
20032	CESAR	
20045	CESAR	
20060	CESAR	
20175	CESAR	
20178	CESAR	
20228	CESAR	
20238	CESAR	

20250	CESAR	
20295	CESAR	
20310	CESAR	
20383	CESAR	
20400	CESAR	
20621	CESAR	
20443	CESAR]
20517	CESAR	
20550	CESAR	
20570	CESAR	
20614	CESAR	
20710	CESAR	
20750	CESAR	
20770	CESAR	
20787	CESAR	
20001	CESAR	
27006	CHOCO	
27025	CHOCO	
27050	CHOCO	
27073	CHOCO	
27075	CHOCO	
27077	CHOCO	
27099	CHOCO	
27150	CHOCO	C
27160	CHOCO	
27205	CHOCO	
27135	CHOCO	C
27245	CHOCO	
27250	CHOCO	E
27361	CHOCO	
27372	CHOCO	
27413	CHOCO	
27425	CHOCO	
27430	CHOCO	
27450	CHOCO	
27491	CHOCO	
27495	CHOCO	
27001	CHOCO	
27580	CHOCO	
27600	CHOCO	
27615	CHOCO	
27660	CHOCO	S
27745	CHOCO	
27787	CHOCO	

27800	CHOCO	
27810	CHOCO	UI
23068	CORDOBA	
23079	CORDOBA	
23090	CORDOBA	
23162	CORDOBA	
23168	CORDOBA	
23182	CORDOBA	
23189	CORDOBA	
23300	CORDOBA	
23350	CORDOBA	
23417	CORDOBA	
23419	CORDOBA	
23464	CORDOBA	
23466	CORDOBA	
23001	CORDOBA	
23500	CORDOBA	
23555	CORDOBA	
23570	CORDOBA	
23574	CORDOBA	
23580	CORDOBA	
23586	CORDOBA	
23660	CORDOBA	
23670	CORDOBA	
23672	CORDOBA	
23675	CORDOBA	
23678	CORDOBA	
23682	CORDOBA	
23686	CORDOBA	
23807	CORDOBA	
23815	CORDOBA	
23855	CORDOBA	
25001	C/MARCA	
25019	C/MARCA	
25035	C/MARCA	
25040	C/MARCA	
25599	C/MARCA	
25053	C/MARCA	
25086	C/MARCA	
25095	C/MARCA	
25099	C/MARCA	
25120	C/MARCA	
25123	C/MARCA	
25126	C/MARCA	

25148	C/MARCA	
25151	C/MARCA	
25154	C/MARCA	
25168	C/MARCA	
25175	C/MARCA	
25178	C/MARCA	
25181	C/MARCA	
25193	C/MARCA	
25200	C/MARCA	
25214	C/MARCA	
25224	C/MARCA	
25245	C/MARCA	
25258	C/MARCA	
25260	C/MARCA	
25269	C/MARCA	
25279	C/MARCA	
25281	C/MARCA	
25286	C/MARCA	
25288	C/MARCA	
25290	C/MARCA	
25293	C/MARCA	
25295	C/MARCA	
25297	C/MARCA	
25299	C/MARCA	
25307	C/MARCA	
25312	C/MARCA	
25317	C/MARCA	
25320	C/MARCA	
25322	C/MARCA	
25324	C/MARCA	
25326	C/MARCA	
25328	C/MARCA	
25335	C/MARCA	
25339	C/MARCA	
25368	C/MARCA	
25372	C/MARCA	
25377	C/MARCA	
25386	C/MARCA	
25394	C/MARCA	
25398	C/MARCA	
25402	C/MARCA	
25407	C/MARCA	
25426	C/MARCA	
25430	C/MARCA	

25436	C/MARCA	
25438	C/MARCA	
25473	C/MARCA	
25483	C/MARCA	
25486	C/MARCA	
25488	C/MARCA	
25489	C/MARCA	
25491	C/MARCA	
25513	C/MARCA	
25518	C/MARCA	
25524	C/MARCA	
25530	C/MARCA	
25535	C/MARCA	
25572	C/MARCA	
25580	C/MARCA	
25592	C/MARCA	
25594	C/MARCA	
25596	C/MARCA	
25612	C/MARCA	
25645	C/MARCA	
25649	C/MARCA	
25653	C/MARCA	
25658	C/MARCA	
25662	C/MARCA	
25718	C/MARCA	
25736	C/MARCA	
25740	C/MARCA	
25743	C/MARCA	
25745	C/MARCA	
25754	C/MARCA	
25758	C/MARCA	
25769	C/MARCA	
25772	C/MARCA	
25777	C/MARCA	
25779	C/MARCA	
25781	C/MARCA	
25785	C/MARCA	
25793	C/MARCA	
25797	C/MARCA	
25799	C/MARCA	
25805	C/MARCA	
25807	C/MARCA	
25815	C/MARCA	
25817	C/MARCA	

25823	C/MARCA	
25839	C/MARCA	
25841	C/MARCA	
25843	C/MARCA	
25845	C/MARCA	
25851	C/MARCA	
25506	C/MARCA	
25862	C/MARCA	
25867	C/MARCA	
25871	C/MARCA	
25873	C/MARCA	
25875	C/MARCA	
25878	C/MARCA	
25885	C/MARCA	
25898	C/MARCA	
25899	C/MARCA	
94343	GUAINIA	
94886	GUAINIA	
94001	GUAINIA	
94885	GUAINIA	
94663	GUAINIA	
94888	GUAINIA	
94887	GUAINIA	
94884	GUAINIA	
94883	GUAINIA	
95015	GUAVIARE	
95025	GUAVIARE	
95200	GUAVIARE	
95001	GUAVIARE	
41006	HUILA	
41013	HUILA	
41016	HUILA	
41020	HUILA	
41026	HUILA	
41078	HUILA	
41132	HUILA	
41206	HUILA	
41244	HUILA	
41298	HUILA	
41306	HUILA	
41319	HUILA	
41349	HUILA	
41357	HUILA	
41359	HUILA	

41378	HUILA	
41396	HUILA	
41483	HUILA	
41001	HUILA	
41503	HUILA	
41518	HUILA	
41524	HUILA	
41530	HUILA	
41548	HUILA	
41551	HUILA	
41615	HUILA	
41660	HUILA	
41668	HUILA	
41676	HUILA	
41770	HUILA	
41791	HUILA	
41799	HUILA	
41801	HUILA	
41797	HUILA	
41807	HUILA	
41872	HUILA	
41885	HUILA	
44035	GUAJIRA	
44078	GUAJIRA	
44090	GUAJIRA	
44098	GUAJIRA	
44110	GUAJIRA	
44279	GUAJIRA	
44378	GUAJIRA	
44420	GUAJIRA	I
44430	GUAJIRA	
44560	GUAJIRA	
44001	GUAJIRA	
44650	GUAJIRA	S
44847	GUAJIRA	
44855	GUAJIRA	
44874	GUAJIRA	
47030	MAGDALENA	
47053	MAGDALENA	
47058	MAGDALENA	
47161	MAGDALENA	
47170	MAGDALENA	
47189	MAGDALENA	
47205	MAGDALENA	

47245	MAGDALENA	
47258	MAGDALENA	
47268	MAGDALENA	
47288	MAGDALENA	
47318	MAGDALENA	
47460	MAGDALENA	
47541	MAGDALENA	
47545	MAGDALENA	
47551	MAGDALENA	
47555	MAGDALENA	
47570	MAGDALENA	
47605	MAGDALENA	
47660	MAGDALENA	SA
47675	MAGDALENA	
47692	MAGDALENA	
47703	MAGDALENA	
47707	MAGDALENA	
47720	MAGDALENA	ST
47001	MAGDALENA	
47745	MAGDALENA	
47798	MAGDALENA	
47960	MAGDALENA	
47980	MAGDALENA	
50006	META	
50110	META	
50124	META	
50150	META	
50223	META	
50226	META	
50245	META	
50251	META	
50270	META	
50287	META	
50313	META	
50318	META	
50350	META	
50400	META	
50325	META	
50330	META	
50450	META]
50568	META	
50577	META	
50573	META	
50590	META	

50606	META	
50680	META	
50683	META	
50686	META	
50689	META	
50370	META	
50001	META	
50711	META	
52019	NARIÑO	
52022	NARIÑO	
52036	NARIÑO	
52051	NARIÑO	
52079	NARIÑO	
52083	NARIÑO	
52110	NARIÑO	
52240	NARIÑO	
52203	NARIÑO	
52207	NARIÑO	
52210	NARIÑO	
52215	NARIÑO	
52224	NARIÑO	
52227	NARIÑO	
52233	NARIÑO	
52250	NARIÑO	
52254	NARIÑO	
52256	NARIÑO	
52258	NARIÑO	
52260	NARIÑO	
52520	NARIÑO	
52287	NARIÑO	
52317	NARIÑO	
52320	NARIÑO	
52323	NARIÑO	
52352	NARIÑO	
52354	NARIÑO	
52356	NARIÑO	
52378	NARIÑO	
52381	NARIÑO	
52385	NARIÑO	
52390	NARIÑO	
52399	NARIÑO	
52405	NARIÑO	
52411	NARIÑO	
52418	NARIÑO	

52427	NARIÑO	
52435	NARIÑO	
52473	NARIÑO	
52480	NARIÑO	
52490	NARIÑO	
52506	NARIÑO	
52001	NARIÑO	
52540	NARIÑO	
52560	NARIÑO	
52565	NARIÑO	
52573	NARIÑO	
52585	NARIÑO	
52612	NARIÑO	
52621	NARIÑO	
52678	NARIÑO	
52685	NARIÑO	
52687	NARIÑO	
52693	NARIÑO	
52694	NARIÑO	
52683	NARIÑO	
52696	NARIÑO	
52699	NARIÑO	
52720	NARIÑO	
52786	NARIÑO	
52788	NARIÑO	
52835	NARIÑO	
52838	NARIÑO	
52885	NARIÑO	
54003	N. STD	
54051	N. STD	
54099	N. STD	
54109	N. STD	
54128	N. STD	
54125	N. STD	
54172	N. STD	
54174	N. STD	
54206	N. STD	
54001	N. STD	
54223	N. STD	
54239	N. STD	
54245	N. STD	
54250	N. STD	
54261	N. STD	
54313	N. STD	

54344	N. STD	
54347	N. STD	
54385	N. STD	
54398	N. STD	
54377	N. STD	
54405	N. STD	
54418	N. STD	
54480	N. STD	
54498	N. STD	
54518	N. STD	
54520	N. STD	
54553	N. STD	I
54599	N. STD	
54660	N. STD	
54670	N. STD	
54673	N. STD	
54680	N. STD	
54720	N. STD	
54743	N. STD	
54800	N. STD	
54810	N. STD	
54820	N. STD	
54871	N. STD	
54874	N. STD	
86219	PUTUMAYO	
86001	PUTUMAYO	
86320	PUTUMAYO	
86568	PUTUMAYO	
86569	PUTUMAYO	
86571	PUTUMAYO	
86573	PUTUMAYO	I
86755	PUTUMAYO	
86757	PUTUMAYO	
86760	PUTUMAYO	
86749	PUTUMAYO	
86865	PUTUMAYO	
86885	PUTUMAYO	
63001	QUINDIO	
63111	QUINDIO	
63130	QUINDIO	
63190	QUINDIO	
63212	QUINDIO	
63272	QUINDIO	
63302	QUINDIO	

63401	QUINDIO	
63470	QUINDIO	
63548	QUINDIO	
63594	QUINDIO	
63690	QUINDIO	
66045	RISARALDA	
66075	RISARALDA	
66088	RISARALDA	
66170	RISARALDA	
66318	RISARALDA	
66383	RISARALDA	
66400	RISARALDA	
66440	RISARALDA	
66456	RISARALDA	
66001	RISARALDA	
66572	RISARALDA	
66594	RISARALDA	
66682	RISARALDA	
66687	RISARALDA	
68013	SANTANDER	
68020	SANTANDER	
68051	SANTANDER	
68077	SANTANDER	
68079	SANTANDER	
68081	SANTANDER	1
68092	SANTANDER	
68101	SANTANDER	
68001	SANTANDER	
68121	SANTANDER	
68132	SANTANDER	
68147	SANTANDER	
68152	SANTANDER	
68160	SANTANDER	
68162	SANTANDER	
68167	SANTANDER	
68169	SANTANDER	
68176	SANTANDER	
68179	SANTANDER	
68190	SANTANDER	
68207	SANTANDER	
68209	SANTANDER	
68211	SANTANDER	
68217	SANTANDER	
68229	SANTANDER	

68235	SANTANDER	
68245	SANTANDER	
68250	SANTANDER	
68255	SANTANDER	
68264	SANTANDER	
68266	SANTANDER	
68271	SANTANDER	
68276	SANTANDER	
68296	SANTANDER	
68298	SANTANDER	
68307	SANTANDER	
68318	SANTANDER	
68320	SANTANDER	
68322	SANTANDER	
68324	SANTANDER	
68327	SANTANDER	
68344	SANTANDER	
68368	SANTANDER	
68370	SANTANDER	
68377	SANTANDER	
68397	SANTANDER	
68385	SANTANDER	
68406	SANTANDER	
68418	SANTANDER	
68425	SANTANDER	
68432	SANTANDER	
68444	SANTANDER	
68464	SANTANDER	
68468	SANTANDER	
68498	SANTANDER	
68500	SANTANDER	
68502	SANTANDER	
68522	SANTANDER	
68524	SANTANDER]
68533	SANTANDER	
68547	SANTANDER	
68549	SANTANDER	
68572	SANTANDER	
68573	SANTANDER	
68575	SANTANDER	
68615	SANTANDER	
68655	SANTANDER	
68669	SANTANDER	
68673	SANTANDER	

68679	SANTANDER	
68682	SANTANDER	
68684	SANTANDER	
68686	SANTANDER	
68689	SANTANDER	
68705	SANTANDER	
68720	SANTANDER	
68745	SANTANDER	
68755	SANTANDER	
68770	SANTANDER	
68773	SANTANDER	
68780	SANTANDER	
68820	SANTANDER	
68855	SANTANDER	
68861	SANTANDER	
68867	SANTANDER	
68872	SANTANDER	
68895	SANTANDER	
11001	BOGOTA D.C.	
70110	SUCRE	
70124	SUCRE	
70230	SUCRE	
70204	SUCRE	
70215	SUCRE	
70221	SUCRE	
70233	SUCRE	
70235	SUCRE	
70265	SUCRE	
70400	SUCRE	
70418	SUCRE	
70429	SUCRE	
70473	SUCRE	
70508	SUCRE	
70523	SUCRE	
70670	SUCRE	
70678	SUCRE	
70702	SUCRE	
70708	SUCRE	
70713	SUCRE	
70717	SUCRE	
70742	SUCRE	
70001	SUCRE	
70771	SUCRE	
70820	SUCRE	

70823	SUCRE	
73024	TOLIMA	
73026	TOLIMA	
73030	TOLIMA	
73043	TOLIMA	
73055	TOLIMA	
73067	TOLIMA	
73124	TOLIMA	
73148	TOLIMA	C
73152	TOLIMA	
73168	TOLIMA	
73200	TOLIMA	
73217	TOLIMA	
73226	TOLIMA	
73236	TOLIMA	
73268	TOLIMA	
73270	TOLIMA	
73275	TOLIMA	
73283	TOLIMA	
73319	TOLIMA	
73347	TOLIMA	
73349	TOLIMA	
73001	TOLIMA	
73352	TOLIMA	
73408	TOLIMA	
73411	TOLIMA	
73443	TOLIMA	
73449	TOLIMA	
73461	TOLIMA	
73483	TOLIMA	
73504	TOLIMA	
73520	TOLIMA	
73547	TOLIMA	
73555	TOLIMA	
73563	TOLIMA	
73585	TOLIMA	
73616	TOLIMA	
73622	TOLIMA	
73624	TOLIMA	
73671	TOLIMA	
73675	TOLIMA	
73678	TOLIMA	
73686	TOLIMA	
73770	TOLIMA	

73854	TOLIMA	
73861	TOLIMA	
73870	TOLIMA	
73873	TOLIMA	
76020	VALLE	
76036	VALLE	
76041	VALLE	
76054	VALLE	
76100	VALLE	
76109	VALLE	
76111	VALLE	
76113	VALLE	
76122	VALLE	
76001	VALLE	
76126	VALLE	
76130	VALLE	
76147	VALLE	
76233	VALLE	
76243	VALLE	
76246	VALLE	
76248	VALLE	
76250	VALLE	
76275	VALLE	
76306	VALLE	
76318	VALLE	
76364	VALLE	
76377	VALLE	
76400	VALLE	
76403	VALLE	
76497	VALLE	
76520	VALLE	
76563	VALLE	
76606	VALLE	
76616	VALLE	
76622	VALLE	
76670	VALLE	
76736	VALLE	
76823	VALLE	
76828	VALLE	
76834	VALLE	
76845	VALLE	
76863	VALLE	
76869	VALLE	
76890	VALLE	

76892	VALLE	
76895	VALLE	
97161	VAUPES	
97001	VAUPES	
97511	VAUPES	
97777	VAUPES	
97666	VAUPES	
97889	VAUPES	
99773	VICHADA	
99524	VICHADA	
99001	VICHADA	
99624	VICHADA	

Disposiciones analizadas por Avance Jurídico Casa Editorial Ltda.

Normograma CRA

ISBN n.n

Última actualización: 26 de septiembre de 2024