



Ministerio de Minas y Energía

**COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS**

**RESOLUCIÓN No. 179 DE 2014**

( 23 DIC. 2014 )

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

**LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS**

En ejercicio de sus atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y en desarrollo de los Decretos 1524, 2253 de 1994 y 2696 de 2004.

**CONSIDERANDO QUE:**

Mediante la Resolución CREG 043 de 2013, la Comisión puso en conocimiento de las entidades prestadoras del servicio público domiciliario de energía eléctrica, los usuarios y demás interesados, las bases sobre las cuales la Comisión efectuará el estudio para determinar los principios generales, la metodología y fórmulas del siguiente periodo tarifario, para el establecimiento de los cargos por uso que remunerarán la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional. Lo anterior en cumplimiento de lo previsto en los numerales 11.1 y 11.2 del artículo 11 del Decreto 2696 de 2004 cuya publicación se realizó en la página web de la CREG, el 10 de mayo de 2013.

Los estudios que se adelantaron por parte de la CREG en los temas de gastos eficientes por concepto de administración, operación y mantenimiento para la prestación del servicio, las unidades constructivas, las pérdidas eficientes en los sistemas de transmisión regional, la definición de la base regulatoria de activos, los niveles y metas de calidad del servicio y el reconocimiento de la energía reactiva; fueron publicados mediante las Circulares CREG 034, 036, 038 y 063 de 2014, en cumplimiento de lo previsto en el numeral 11.3 del artículo 11 del Decreto 2696 de 2004.

Mediante las resoluciones CREG 083 y 112 de 2014 se publicó la propuesta para determinar las tasas de retorno a utilizar en la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica.

Los propósitos y lineamientos para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica para el periodo tarifario 2015 – 2019, se

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

hicieron públicos con la expedición de 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 2696 de 2004, que establece "tres (3) meses antes de la fecha prevista para que inicie el periodo de vigencia de las fórmulas tarifarias, se deberán hacer públicos en la página Web de la Comisión correspondiente los proyectos de metodologías y de fórmulas, los estudios respectivos y los textos de los proyectos de resoluciones", se procede a hacer la respectiva publicación.

En el documento CREG 099 del 23 de diciembre de 2014 se presentan los diferentes análisis realizados por la Comisión para la definición de la metodología propuesta.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión 635 del 23 de diciembre de 2014, acordó expedir esta resolución.

#### RESUELVE:

**Artículo 1. Objeto.** Hágase público el proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional".

**Artículo 2. Presentación de comentarios, observaciones y sugerencias.** Se invita a los usuarios, a los agentes, a las autoridades locales, municipales y departamentales, a las entidades y a los demás interesados para que dentro de los sesenta (60) días calendario siguientes a la publicación de la presente resolución, remitan sus observaciones o sugerencias sobre las propuestas contenidas en el proyecto de resolución adjunto y participen en las consultas públicas que se llevarán a cabo conforme a lo previsto en el artículo 11, numeral 11.5 del Decreto 2696 de 2004.

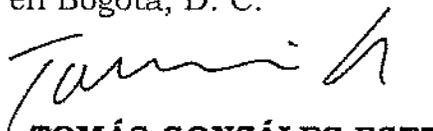
Las observaciones y sugerencias sobre el proyecto deberán dirigirse a Jorge Pinto Nolla, Director Ejecutivo de la Comisión, a la siguiente dirección: Avenida calle 116 No. 7-15, Interior 2 oficina 901 o al correo electrónico [creg@creg.gov.co](mailto:creg@creg.gov.co).

**Artículo 3. Vigencia.** La presente resolución rige a partir de su publicación en el *Diario Oficial* y no deroga ni modifica disposiciones vigentes por tratarse de un acto de trámite.

#### PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

23 DIC. 2014

Dado en Bogotá, D. C.

  
**TOMÁS GONZÁLEZ ESTRADA**  
Ministro de Minas y Energía  
Presidente

  
**JORGE PINTO NOLLA**  
Director Ejecutivo

AS

UPC

J.P.N.

216

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

### **PROYECTO DE RESOLUCIÓN**

Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional

### **LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS**

En ejercicio de las atribuciones legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y los decretos 1524 y 2253 de 1994.

### **CONSIDERANDO QUE:**

De acuerdo con lo previsto en los artículos 23, literales c) y d), y 41 de la Ley 143 de 1994, es función de la Comisión de Regulación de Energía y Gas definir la metodología para el cálculo y fijar las tarifas por el acceso y uso de las redes eléctricas, así como el procedimiento para hacer efectivo su pago;

Según lo previsto en la Ley 143 de 1994, artículo 6o, la actividad de distribución de energía eléctrica se rige por los principios de eficiencia, calidad, continuidad, adaptabilidad, neutralidad, solidaridad y equidad;

La Ley 143 de 1994, en su artículo 39, establece que "los cargos asociados con el acceso y uso de las redes del sistema interconectado nacional cubrirán, en condiciones óptimas de gestión, los costos de inversión de las redes de interconexión, transmisión y distribución, según los diferentes niveles de tensión, incluido el costo de oportunidad de capital, de administración, operación y mantenimiento, en condiciones adecuadas de calidad y confiabilidad, y de desarrollo sostenible. Estos cargos tendrán en cuenta criterios de viabilidad financiera";

La Ley 143 de 1994, en su artículo 45, dispuso que "los costos de distribución que servirán de base para la definición de tarifas a los usuarios regulados del servicio de electricidad, por parte de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, tendrán en cuenta empresas eficientes de referencia según áreas de distribución comparables, teniendo en cuenta las características propias de la región, tomarán en cuenta los costos de inversión de las redes de distribución, incluido el costo de oportunidad de capital, y los costos de administración, operación y mantenimiento por unidad de potencia máxima suministrada. Además, tendrán en cuenta niveles de pérdidas de energía y potencia característicos de empresas eficientes comparables";

Según lo dispuesto en los artículos 44 de la Ley 143 de 1994 y 87 de la Ley 142 del mismo año, el régimen tarifario para usuarios finales regulados de una misma empresa estará orientado por los criterios de eficiencia económica,

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

suficiencia financiera, neutralidad, solidaridad y redistribución del ingreso, simplicidad y transparencia;

En virtud del principio de eficiencia económica definido por los artículos 44 de la Ley 143 de 1994 y 87 de la Ley 142 del mismo año, el régimen de tarifas procurará que éstas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo, garantizándose una asignación eficiente de recursos en la economía;

De acuerdo con el numeral 87.8 del artículo 87 de la Ley 142 de 1994, toda tarifa tendrá un carácter integral, en el sentido de que supondrá una calidad y grado de cobertura del servicio, cuyas características definirán las comisiones reguladoras. Un cambio en estas características se considerará como un cambio en la tarifa;

Según lo establecido en el numeral 87.1 del artículo 87 de la Ley 142 de 1994, en virtud del principio de eficiencia económica, se deben tener en cuenta "los aumentos de productividad esperados, y que éstos deben distribuirse entre la empresa y los usuarios, tal como ocurriría en un mercado competitivo";

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 92 de la Ley 143 de 1994, las comisiones pueden corregir en las fórmulas, "los índices de precios aplicables a los costos y gastos de la empresa con un factor que mida los aumentos de productividad que se esperan en ella, y permitir que la fórmula distribuya entre la empresa y el usuario los beneficios de tales aumentos";

En virtud del principio de suficiencia financiera definido en los artículos 44 de la Ley 143 de 1994 y 87 de la Ley 142 del mismo año, se debe garantizar a las empresas eficientes la recuperación de sus costos de inversión y sus gastos de administración, operación y mantenimiento, y permitir la remuneración del patrimonio de los accionistas en la misma forma en la que lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable;

Según lo previsto en el artículo 11 de la Ley 143 de 1994, bajo el régimen tarifario de libertad regulada le corresponde a la Comisión de Regulación de Energía y Gas fijar "los criterios y la metodología con arreglo a los cuales las empresas de electricidad podrán determinar o modificar los precios máximos para los servicios ofrecidos";

En atención a lo previsto en la Ley 142 de 1994, en su artículo 18, todas las personas jurídicas están facultadas para hacer inversiones en empresas de servicios públicos;

De acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 85 de la Ley 143 de 1994, las decisiones de inversión en distribución de energía eléctrica constituyen responsabilidad de aquellos que las acometan, quienes asumen en su integridad los riesgos inherentes a la ejecución y explotación de los proyectos;

El numeral 87.9 del artículo 87 de La Ley 142 de 1994 modificado por el artículo 99 de la Ley 1450 de 2011, estableció que "Las entidades públicas podrán aportar bienes o derechos a las empresas de servicios públicos domiciliarios, siempre y cuando su valor no se incluya en el cálculo de las

91

96

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

tarifas que hayan de cobrarse a los usuarios y que en el presupuesto de la entidad que autorice el aporte figure este valor. Las comisiones de regulación establecerán los mecanismos necesarios para garantizar la reposición y mantenimiento de estos bienes. Lo dispuesto en el presente artículo no es aplicable cuando se realice enajenación o capitalización respecto de dichos bienes o derechos".

Según lo establecido en el artículo 18 de la Ley 143 de 1994, "competente al Ministerio de Minas y Energía definir los planes de expansión de la generación y de la red de interconexión y fijar criterios para orientar el planeamiento de la transmisión y la distribución" y de acuerdo con esta misma norma "los planes de generación y de interconexión serán de referencia y buscarán orientar y racionalizar el esfuerzo del Estado y de los particulares para la satisfacción de la demanda nacional de electricidad en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo y el Plan Energético Nacional".

Mediante el Decreto 387 de 2007, modificado por el Decreto 4977 de 2007, el Gobierno Nacional estableció políticas generales en relación con la actividad de comercialización, incluyendo a los usuarios del STN como parte de los mercados de comercialización.

Con la expedición del Decreto 388 de 2007, el Gobierno Nacional estableció las políticas y directrices relacionadas con el aseguramiento de la cobertura del servicio de electricidad y con la conformación de áreas de distribución de energía eléctrica, ADD, para eliminar diferencias de los costos de distribución entre los usuarios de los mercados que conforman cada una de ellas.

Mediante la Resolución CREG 097 de 2008 la Comisión de Regulación de Energía y Gas aprobó los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los sistemas de transmisión regional y/o distribución local, la cual se encuentra vigente.

El artículo 19 de la Resolución CREG 097 de 2008 dispone que los cargos por uso de los sistemas de transmisión regional y distribución local que apruebe la Comisión estarán vigentes desde la fecha en que quede en firme la resolución que los apruebe y hasta cuando se cumplan cinco años desde la entrada en vigencia de la presente resolución, sin perjuicio de las actualizaciones a que haya lugar, y que vencido el periodo de vigencia los cargos por uso que apruebe la Comisión, éstos continuarán rigiendo hasta que la Comisión apruebe los nuevos.

Para la expedición de la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica para el periodo tarifario 2015 - 2019, se siguió el procedimiento establecido en el artículo 11 del Decreto 2696 de 2004.

Mediante la Resolución CREG 043 de 2013, la Comisión puso en conocimiento de las entidades prestadoras del servicio público domiciliario de energía eléctrica, los usuarios y demás interesados, las bases sobre las cuales la Comisión efectuará el estudio para determinar los principios generales, la metodología y fórmulas del período siguiente, para el establecimiento de los cargos por uso que remunerarán la actividad de distribución de energía

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

eléctrica en el sistema interconectado nacional, la cual se publicó en la página web de la CREG, el 10 de mayo de 2013.

En relación con lo expuesto con la Resolución CREG 043 de 2013 se recibieron comentarios de las siguientes entidades: Dispac E-2013-006120, EEC E-2013-006124, Isagen E-2013-006146, Codensa E-2013-006155, Organización Corona E-2013-006166, Asocodis E-2013-006169, Electricaribe E-2013-006172, Emcali E-2013-006176, Familia E-2013-006179, Ceo E-2013-006180, Alumina E-2013-006185, Alumina E-2013-006186, Brinsa E-2013-006187, Andesco E-2013-006188, CNO E-2013-006190, Epsa E-2013-006191, Epm E-2013-006192, Gyptec E-2013-006193, Groupe SEB E-2013-006194, Alfagres E-2013-006195, Enertolima E-2013-006197, Pacific Stone E-2013-006199, Peldar E-2013-006202, Cementos tequendama E-2013-006203, Ingredion E-2013-006205, Worldtex E-2013-006206, Carvajal E-2013-006207, Papeles y cartones E-2013-006208, Epsa E-2013-006209, Goodyear E-2013-006261 y Ebsa E-2013-006391.

Posteriormente en la Resolución CREG 079 de 2014 se hicieron públicos los propósitos y lineamientos para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica para el periodo tarifario 2015 - 2019.

Sobre el contenido de la Resolución CREG 079 de 2014 se recibieron comentarios por parte de las siguientes empresas : Isagen E-2014-006634, Asocodis E-2014-006662, EPSA E-2014-006683, Caribe E-2014-006686, Goodyear E-2014-006688, Peldar E-2014-006690, Criystal E-2014-006691, Sigrá E-2014-006692, Andesco E-2014-006693, EPM E-2014-006694, Cosenit E-2014-006695, Codensa E-2014-006696, Linde E-2014-006697, EEC E-2014-006698, Groupe SEB E-2014-006700, Ingredión E-2014-006701, Cementos tequendama E-2014-006702, Dispac E-2014-006699, Dispac E-2014-006703, Familia E-2014-006704, Diaco E-2014-006705, EBSA E-2014-006707, Corpacero E-2014-006708, Tolima E-2014-006710, Electroporcelana E-2014-006711, Transelca E-2014-006713, Ceo E-2014-006716, Aciem Bolívar E-2014-006717, Papeles y cartones E-2014-006736, Alfagres E-2014-006747, Postobon E-2014-006755, Aciem Bolívar E-2014-006760, Emcali E-2014-006974 y EEP E-2014-007027.

Mediante las circulares CREG 034, 036, 038 y 063 del año 2014 se publicaron los estudios realizados por la Comisión sobre metodología de remuneración, unidades constructivas, calidad del servicio y energía reactiva, algunos de los cuales fueron presentados el 9 de septiembre de 2014. Lo anterior, en cumplimiento de lo previsto en el numeral 11.3 del artículo 11 del Decreto 2696 de 2004.

Tanto los comentarios a las bases regulatorias como a los propósitos y lineamientos para la remuneración de la actividad de transmisión y distribución recibidos en la CREG fueron considerados para la expedición de la resolución que se pone en consulta.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

Mediante las resoluciones CREG 083 y 112 de 2014 se publicó la propuesta para determinar las tasas de retorno a utilizar en la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica;

**RESUELVE:**

**Artículo 1. Objeto.** Mediante esta resolución se adopta la metodología, fórmulas tarifarias y otras disposiciones para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el SIN.

**Artículo 2. Ámbito de Aplicación.** Esta resolución aplica a todos los agentes económicos que prestan el servicio de distribución de energía eléctrica y a todos los usuarios que utilizan el servicio.

**Artículo 3. Definiciones.** para la interpretación y aplicación de esta resolución, se tendrán en cuenta, además de las definiciones establecidas en las leyes 142 y 143 de 1994, en el Decreto 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 físicamente al sistema de transmisión nacional.

Se consideran como activos de conexión del OR al STN las siguientes UC: la bahía de transformador con tensión mayor o igual a 220 kV, el transformador con una tensión primaria mayor o igual a 220 kV y, secundaria o terciaria, cualquier tensión inferior a 220 kV y las bahías de transformador de los lados de baja tensión. En las subestaciones del STN con configuración de anillo o interruptor y medio no se remunerarán, a través de cargos por uso de la actividad de distribución, las bahías con tensión mayor o igual a 220 kV.

Los activos de conexión del OR al STN se remunerarán mediante cargos por uso y por lo tanto hacen parte de la base regulatoria de activos. El OR es el responsable por la operación y mantenimiento de estos activos.

Cuando estos activos sean compartidos por dos o más OR, éstos deberán acordar cuál de ellos se encargará de la operación y el mantenimiento y el valor a remunerar entre ellos por dichas actividades.

**Activos de conexión a un STR o a un SDL:** son los bienes que se requieren para que un OR se conecte físicamente a un sistema de transmisión regional o a un sistema de distribución local de otro OR. También son activos de conexión los utilizados exclusivamente por un usuario final para conectarse a los niveles de tensión 4, 3, 2 o 1. Un usuario está conectado al 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 en el cálculo de los cargos por uso del OR que se conecta y su operación y mantenimiento estarán bajo su responsabilidad.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

Cuando estos activos sean compartidos por dos o más OR, éstos deberán acordar cuál de ellos se encargará de la operación y el mantenimiento y el valor a remunerar entre ellos por dichas actividades.

A partir de la entrada en vigencia de la presente resolución, los activos de conexión a un STR o a un SDL que tengan varios usuarios finales conectados, serán considerados como activos de uso del STR o SDL.

**Activos de nivel de tensión 1:** son los conformados por las redes de transporte que operan a tensiones menores a 1 kV y los transformadores con voltaje secundario menor a 1 kV que las alimentan, incluyendo las protecciones y equipos de maniobra asociados, sin incluir los que hacen parte de instalaciones internas. Estos activos son considerados activos de uso.

**Activos de uso de STR y SDL:** son aquellos activos de transporte de electricidad que operan a tensiones inferiores a 220 kV que son utilizados por más de un usuario y son remunerados 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 en la actividad de distribución de energía eléctrica, incluyendo aquellos que están normalmente abiertos. Se entiende por sistemas normalmente abiertos aquellos que se encuentran disponibles para entrar en servicio en forma inmediata cuando se requieran.

**Activos no eléctricos:** son aquellos activos que no hacen parte de la infraestructura de transporte de energía eléctrica de los OR, pero que son requeridos para cumplir con su objeto social. Hacen parte de estos activos, entre otros, los siguientes: edificios (sedes administrativas, bodegas, talleres, etc.) maquinaria y equipos (grúas, vehículos, herramientas, etc.) equipos de cómputo y equipos de comunicaciones.

**Activo no operativo:** activo que estando disponible no se puede operar debido a la indisponibilidad de otro activo diferente a los que conforman su grupo de activos.

**AOM:** valor de los gastos de administración, operación y mantenimiento correspondientes a la actividad de distribución de energía eléctrica en los STR y SDL.

**Base regulatoria de activos, BRA:** valor de los activos utilizados para la prestación del servicio por parte del OR, está compuesta por activos eléctricos, activos no eléctricos y terrenos, este valor sirve de referencia para la remuneración de los ingresos asociados con las inversiones del OR para la prestación del servicio.

**Capacidad disponible del activo:** la capacidad disponible del activo es la parte de este que queda en operación en caso de un evento.

**Cargos por uso del OR:** son los cargos, expresados en \$/kWh acumulados para cada nivel de tensión, que remuneran a un OR las inversiones en los activos de uso de los SDL y STR y los gastos de AOM en los que incurre para la prestación del servicio.

11

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

**Centro nacional de despacho, CND:** entidad encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del sistema interconectado nacional, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica, con sujeción a la reglamentación vigente y a los acuerdos del CNO.

**Conexión y acceso a redes:** es el derecho que tiene todo usuario a utilizar las redes del sistema de transmisión nacional, de un sistema de transmisión regional y/o un sistema de distribución local, previo el cumplimiento de las normas que rijan el servicio, el pago de las retribuciones que correspondan y el principio de eficiencia consignado en la Ley.

**Consignación:** es el procedimiento mediante el cual un transmisor solicita, y el CND estudia y autoriza la intervención de un equipo, de una instalación o de parte de ella.

**Consignación de emergencia:** es el procedimiento mediante el cual se autoriza, previa declaración del agente responsable, la realización de un mantenimiento y/o desconexión de un equipo o activo del STN, de una instalación o de parte de ella, cuando su estado ponga en peligro la seguridad de personas, de equipos o de instalaciones de tal forma que no es posible cumplir con el procedimiento de programación del mantenimiento respectivo.

**Costos medios del operador de red:** son los costos unitarios de inversión, administración, operación y mantenimiento calculados para cada OR expresados en \$/kWh para cada nivel de tensión.

**Disponibilidad:** se define como el tiempo total sobre un período dado, durante el cual un activo de uso estuvo en servicio, o disponible para el servicio.

**Evento:** situación que causa la indisponibilidad parcial o total de un activo de uso y que ocurre de manera programada o no programada.

**Fecha de corte:** es el 31 de diciembre del año inmediatamente anterior al de la fecha de presentación de la solicitud de aprobación de ingresos.

**Grupo de activos:** grupo conformado por activos cuyas funcionalidades se encuentran interrelacionadas entre sí.

**Indisponibilidad:** se define como el tiempo sobre un período dado, durante el cual un activo de uso no estuvo en servicio o disponible para el servicio, con toda o parte de su capacidad nominal.

**Inventario reconocido:** hace referencia a los activos incluidos en la base de activos con la cual le fue aprobado el ingreso anual de los activos de nivel de tensión 4 de cada OR.

**Liquidador y administrador de cuentas, LAC:** Entidad encargada de la liquidación y administración de cuentas de los cargos por uso de las redes del sistema interconectado nacional que le sean asignadas y de calcular el ingreso regulado de los transportadores, de acuerdo con las disposiciones contenidas en la regulación vigente.

f1

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

**Mantenimiento mayor:** mantenimiento de activos de uso de los STR que se realiza por una vez cada seis (6) años y que requiere un tiempo mayor a las máximas horas anuales de indisponibilidad fijadas para dichos activos.

**Mercado de comercialización:** conjunto de usuarios regulados y no regulados conectados a un mismo sistema de transmisión regional y/o distribución local, servido por un mismo OR. También hacen parte del mercado de comercialización los usuarios conectados 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 al sistema de un OR en un nivel de tensión superior al que se encontraba conectado.

**Niveles de tensión:** los STR y SDL se clasifican por niveles, en función de la tensión nominal de operación, según la siguiente definición:

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 es el barraje de una subestación.

**Operador de red de STR y SDL, OR:** persona encargada de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL, incluidas sus conexiones al STN. Los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos son las empresas que tienen cargos por uso de los STR o SDL aprobados por la CREG. El OR siempre debe ser una empresa de servicios públicos domiciliarios. La unidad mínima de un SDL para que un OR pueda solicitar a la CREG aprobación de costos corresponde a las redes que atiendan la totalidad de los usuarios de un Municipio.

**Pérdidas eficientes de energía:** corresponden a las pérdidas técnicas de energía en los niveles de tensión 4, 3 y 2, en el nivel de tensión 1 son la suma de las pérdidas técnicas de energía más las pérdidas no técnicas reconocidas.

**Pérdidas no técnicas de energía:** energía que se pierde en un mercado de comercialización por motivos diferentes al transporte y transformación de la energía eléctrica.

**Pérdidas técnicas de energía:** energía que se pierde en los STR y/o SDL a causa del transporte y la transformación de la energía eléctrica.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

**Pérdidas totales de energía:** energía total que se pierde en un mercado de comercialización.

**Plan de gestión de pérdidas de energía:** conjunto de actividades que debe ejecutar un OR para reducir o mantener el índice de pérdidas en su sistema.

**SAIDI:** indicador de calidad que representa la duración promedio de las interrupciones de un sistema de distribución en un periodo de tiempo establecido, por sus siglas en inglés System Average Interruption Duration Index.

**SAIFI:** indicador de calidad que representa la cantidad promedio de interrupciones de un sistema de distribución en un periodo de tiempo establecido, por sus siglas en inglés System Average Interruption Frequency Index.

**Senda de reducción de pérdidas:** trayectoria del índice de pérdidas totales de energía que un OR deberá seguir en un periodo determinado para lograr un índice de pérdidas de energía menor al inicial.

**Sistema de distribución local, SDL:** sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en los niveles de 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 los activos de conexión del OR al STN y el conjunto de líneas, equipos y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el nivel de tensión 4. Los STR pueden estar conformados por los activos de uno o más OR.

**Sistema de transmisión nacional, STN:** es el sistema de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, equipos de compensación y subestaciones que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, los transformadores con este nivel de tensión en el lado de baja y los correspondientes módulos de conexión.

**Supervisión:** adquisición, en forma directa o indirecta, de información de variables operativas del SIN y procesamiento de la misma, sin que esto implique control operativo de tales variables.

**Tasa de retorno:** tasa establecida para la actividad de distribución de energía eléctrica.

**Trabajos de expansión:** son las actividades necesarias para la entrada en operación comercial de los activos que componen los proyectos de expansión necesarios para la atención de nueva demanda.

**Unidad constructiva, UC:** conjunto de elementos que conforman una unidad típica de un sistema eléctrico, destinada a la conexión de otros elementos de una red, al transporte o a la transformación de la energía eléctrica, o a la supervisión o al control de la operación de activos de los STR o SDL.

AS

46

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

**Unidad constructiva especial:** es aquella que por sus características técnicas no se puede tipificar en ninguna de las UC definidas en la presente resolución.

**Usuario:** persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación de un servicio público, bien como propietario del inmueble en donde éste se presta, o como receptor directo del servicio. A este último usuario se le denomina también consumidor. Para los efectos de esta resolución se denominará usuario final.

**Usuario conectado directamente al STN:** son los usuarios finales del servicio de energía eléctrica conectados directamente al sistema de transmisión nacional.

También son usuarios conectados directamente al STN los que a la fecha de entrada en vigencia de la Resolución CREG 097 de 2008 tenían reconocida dicha condición.

Un usuario conectado directamente al STN pertenece al mercado de comercialización del OR que atiende la mayor cantidad de usuarios en el municipio donde se encuentre ubicado. Cuando el usuario conectado directamente al STN está ubicado en un municipio donde no existan usuarios conectados a ningún OR del SIN, pertenecerá al mercado de comercialización del OR que atienda la mayor cantidad de usuarios en el departamento donde se encuentre ubicado.

**Usuarios de los STR o SDL:** son los usuarios finales del servicio de energía eléctrica, OR y generadores conectados a estos sistemas.

**Artículo 4. Criterios generales.** La metodología que se aplicará para el cálculo de los cargos por uso de los STR o SDL tendrá en cuenta los siguientes criterios generales:

- a. En virtud del principio de integralidad de la tarifa establecido en la Ley, los cargos de los SDL variarán según los índices de calidad del servicio prestado.
- b. Los ingresos dependen de la ejecución de planes de inversión del OR, representada en reposición de activos, expansión del sistema, gestión de pérdidas de energía, mejoramiento de la calidad del servicio e incorporación de nuevas tecnologías.
- c. Los cargos por uso a aplicar a los usuarios de un municipio distinguirán las inversiones realizadas en cumplimiento de obligaciones establecidas por autoridades judiciales, municipales, departamentales o nacionales.
- d. La base regulatoria de activos de los niveles de tensión 4, 3 y 2 se determinará a partir de inventarios. La base regulatoria de activos del nivel de tensión 1 se determinará a partir de los costos estimados de una muestra representativa.

ES

f/

46

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

- e. Los OR podrán presentar UC especiales para lo cual deberán suministrar la información correspondiente dentro de la respectiva actuación administrativa.
- f. Los costos anuales de los STR se determinarán a partir de los activos de uso pertenecientes al nivel de tensión 4, de las conexiones al STN de los OR y los activos de uso aprobados en los planes de inversión.
- g. Los costos anuales de los SDL se determinarán a partir de los activos de uso pertenecientes a los niveles de tensión 3, 2 y 1, los activos de uso aprobados en los planes de inversión y los pagos de cargos por uso entre OR.
- h. La remuneración de los planes de gestión de pérdidas se efectuará con base en los costos eficientes de reducción y mantenimiento de pérdidas de los OR y se mantendrá siempre y cuando el OR cumpla con las metas aprobadas.
- i. Para compartir las mejoras de productividad de la red con los usuarios, los cargos de nivel de tensión 1 se disminuirán teniendo en cuenta los ingresos recibidos por el OR por la prestación de servicios distintos al de distribución de electricidad
- j. Los usuarios y las personas naturales o jurídicas que sean propietarios de activos de nivel de tensión 1 pagarán cargos de este nivel de tensión, descontando la parte del cargo que corresponda a la inversión.
- k. Los usuarios conectados en el nivel de tensión 1 de barrios subnormales pagarán cargos del nivel de tensión donde se conecta el transformador de distribución secundaria.
- l. El comercializador cobrará al usuario los cargos por uso del nivel de tensión donde se encuentre conectado su sistema de medición.
- m. Los cargos por uso resultantes de aplicar la metodología contenida en esta resolución remunerarán el uso de la infraestructura y los gastos de AOM necesarios para llevar la energía eléctrica desde los puntos de conexión al STN, hasta el punto de conexión de los usuarios finales a los STR o SDL. Estos cargos por uso no incluyen los costos de conexión del usuario al respectivo sistema
- n. Un OR será remunerado mediante cargos por uso por la totalidad de los activos de uso que opera y mantiene en desarrollo de la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica, independientemente de que sea o no propietario de los mismos y sin perjuicio de la remuneración que deberá pagar al propietario por su inversión, con excepción de los bienes o derechos que no deban incluirse en el cálculo de las tarifas en los términos del artículo 87 numeral 87.9 de la Ley 142 de 1994, en la forma en que quedó modificado por el artículo 99 de la Ley 1450 de 2011.
- o. Cualquier usuario del STR o SDL podrá contratar la disponibilidad de capacidad de respaldo de la red con el OR del sistema al cual se conecta, siempre y cuando exista la posibilidad técnica de ofrecerla y se pague por ello.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

- p. Los activos dedicados exclusivamente a la prestación del servicio de alumbrado público no hacen parte de los activos que se remuneran vía cargos por uso.
- q. Los comercializadores aplicarán cargos por uso del STR y SDL a la demanda asociada con la prestación del servicio de alumbrado público del nivel de tensión al cual se conecten las redes dedicadas exclusivamente a la prestación de este servicio. Cuando no existan redes exclusivas para el alumbrado público, el comercializador aplicará sobre las demandas respectivas cargos por uso del nivel de tensión 2. Si el alumbrado público posee medida de energía en nivel de tensión 1 y el transformador no es de propiedad del OR, el comercializador aplicará cargos por uso de este nivel, descontando la parte del cargo que corresponda a la inversión.
- r. Los ingresos que perciben los OR por concepto de contratos de capacidad de respaldo, MUNTS y de compartición de infraestructura serán tenidos en cuenta en la liquidación del ingreso correspondiente.

**Artículo 5. Información base para el cálculo de los ingresos.** Para la aprobación de los ingresos de un OR se tendrá en cuenta, principalmente, la siguiente información:

- a. Inventarios de activos de uso de los niveles de tensión 4, 3 y 2 de responsabilidad del OR que deban ser remunerados mediante cargos por uso.
- b. Identificación de las UC operadas por el OR cuyo valor no debe incluirse en el cálculo de los cargos en los términos del artículo 87 numeral 87.9 de la Ley 142 de 1994 en la forma en que quedó modificado por el artículo 99 de la Ley 1450 de 2011.
- c. Áreas de los terrenos donde están ubicadas las subestaciones junto con su valor catastral.
- d. Cantidad de energía transportada en cada nivel de tensión durante los doce meses que finalizan en la fecha de corte
- e. Cantidad de energía registrada en todas las fronteras comerciales, durante los doce meses que finalizan en la fecha de corte.
- f. Cantidad de energía vendida por todos los comercializadores del mercado en el mercado de comercialización reportada al SUI, por nivel de tensión, durante los doce meses que finalizan en la fecha de corte. Para nivel de tensión 1 se descontará la energía vendida en los barrios subnormales que deberá ser informada por el OR en su solicitud, aclarando si dicha energía se encuentra o no incluida en la reportada al SUI.
- g. Información de los transformadores con secundario en nivel de tensión 1, reportados al SUI en la base de datos de indicadores de calidad a la fecha de corte, excluyendo los que atienden usuarios de barrios subnormales. Estos activos a excluir deben ser identificados y reportados por el OR en su solicitud.

8

11

46

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

- h. Información contable reportada al SUI para los cinco (5) años calendario que finalizan en la fecha de corte.
- i. Información de indicadores de calidad registrada en el SUI, para los cinco (5) años calendario que finalizan en la fecha de corte.
- j. Información sobre eventos en los activos del STR reportados por los OR.
- k. Ingresos por la explotación de la infraestructura remunerada a través de cargos por uso por concepto de respaldo y por otras actividades diferentes a la de distribución de energía eléctrica, durante los cinco (5) años que finalizan en la fecha de corte.
- l. Información de planes de inversión en expansión, reposición, calidad, pérdidas y tecnología.

**Parágrafo.** Para las empresas resultantes de fusiones o desintegraciones la información base, según la antigüedad con que sea requerida en esta resolución, comprenderá la de las empresas que dieron lugar a la fusión o a la desintegración.

**Artículo 6. Contenido de la solicitud de aprobación de ingresos.** Dentro de los noventa (90) días calendario siguientes a la fecha de entrada en vigencia de la presente resolución los OR deberán someter a aprobación de la CREG, lo siguiente:

- a. Cálculo de ingresos anuales por el uso de los activos del STR y SDL, los cuales, deberán calcularse de conformidad con lo establecido en el capítulo 2.
- b. Memorias de cálculo con la totalidad de las variables utilizadas para la solicitud de aprobación ingresos, en los formatos definidos por la Comisión.

En esta misma oportunidad los OR deberán suministrar el diagrama unifilar de las redes de los niveles de tensión 4, 3 y 2, especificando todas las conexiones a otros OR y al STN y toda la información necesaria para la aprobación de cargos y que sea de su responsabilidad en los términos de esta resolución.

**Artículo 7. Cálculo de los cargos de los STR.** Los cargos de los STR y SDL serán calculados por el LAC a partir de los ingresos anuales aprobados por la CREG, de acuerdo con lo establecido en el capítulo 1.

**Artículo 8. Nuevos sistemas de distribución.** Quienes pretendan operar nuevos sistemas de distribución que se constituyan con posterioridad a la entrada en vigencia de la presente resolución, deberán obtener previamente la aprobación de costos y cargos por parte de la CREG. Con la solicitud de aprobación de cargos por uso de STR o SDL, el agente deberá reportar el listado de municipios a atender.

- a. Cuando se trate de la conformación de nuevos sistemas a partir de la división de activos de un OR existente, los respectivos agentes deberán

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

someter en forma previa, para la aprobación de la CREG, la información de que trata esta resolución para los nuevos sistemas que van a operar.

- b. Un OR que entra a reemplazar a otro OR que opera una red existente, que ya tiene cargos aprobados para un STR o SDL, no requiere una nueva aprobación de costos por parte de la Comisión.
- c. Cuando se trate de la unificación de los sistemas de dos o más OR, los costos para el nuevo sistema se calcularán: i) sumando los ingresos anuales de los niveles de tensión, ii) ponderando las pérdidas de energía con base en la energía útil de cada nivel de tensión de los OR antes de la unificación.

**Artículo 9. Índices de pérdidas de energía y planes de gestión de pérdidas.** Las pérdidas de energía en cada nivel de tensión se establecerán con base en la información disponible de cada sistema, acorde con lo contenido en el capítulo 8, y servirán para definir los índices de referencia al STN.

Con base en lo establecido en el Decreto 387 de 2008 y 1937 de 2013, se definirán planes de gestión de pérdidas mediante los cuales se remunerarán los planes de reducción de pérdidas y, para aquellos OR que hayan alcanzado los índices de referencia, los planes de mantenimiento de pérdidas; acorde con lo descrito en el capítulo 8.

Los autogeneradores podrán adelantar estudios que demuestren los beneficios en reducción de pérdidas de energía con base en los cuales podrán compartir dichos beneficios con el OR del sistema al que se conecten, como resultado del mutuo acuerdo entre las partes.

**Artículo 10. Calidad del servicio de distribución.** La calidad del servicio se determinará a partir de la información recolectada por el CND sobre la duración de las indisponibilidades de los activos de cada STR. La remuneración que reciben los OR, responsables de tales activos, se disminuirá cuando se incumplan las metas y las exigencias señaladas en el capítulo 6.

Para los SDL la calidad del servicio de distribución prestado por un OR se evaluará anualmente en términos de la calidad media brindada a los usuarios conectados a estos niveles de tensión, comparándola con las metas establecidas para cada OR. En función de las mejoras o desmejoras en la calidad media del servicio prestado respecto de las metas establecidas, el OR podrá obtener un aumento o disminución de sus ingresos y deberá compensar a los usuarios a quienes no les entregue una calidad mínima, definida por la CREG para cada grupo de calidad, con base en la metodología descrita en el capítulo 6.

**Artículo 11. Actualización, liquidación y recaudo de los cargos por uso de STR y SDL.** Los cargos por uso de los STR y SDL, se actualizarán, liquidarán y recaudarán, así:

Los cargos por uso por nivel de tensión serán calculados, actualizados y publicados por el LAC dentro de los primeros siete (7) días hábiles de cada mes, según lo establecido en el capítulo 1 y serán utilizados por los

EF

AG

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

comercializadores para el cálculo del costo unitario de prestación del servicio según la metodología vigente.

Los comercializadores de energía deberán pagar los cargos por uso que determine el LAC en las condiciones y plazos establecidos en la Resolución CREG 156 de 2011 o aquella que la modifique o sustituya.

**Artículo 12. Conformación de los STR y SDL.** Para efectos de la liquidación de cargos por uso se establecen los STR definidos en el capítulo 9.

**Parágrafo.** Las redes de nuevos OR serán integradas a uno de los STR establecidos dependiendo de la ubicación de sus activos dentro de los referidos sistemas.

**Artículo 13. Tratamiento de activos de conexión al STN.** Los activos de conexión del OR al STN que utilizan los OR serán considerados en el cálculo de los costos del STR y se remunerarán vía cargos por uso, sin perjuicio de los contratos de conexión que existan con el propietario de los activos.

Los usuarios finales pagarán los cargos por uso del nivel de tensión donde se encuentren conectados sus activos de conexión.

**Parágrafo.** Para las situaciones particulares y concretas consolidadas con anterioridad a la entrada en vigencia de la Resolución CREG 097 de 2008 en las que se tengan usuarios finales considerados como conectados directamente al STN no habrá lugar al cobro de cargos por uso de STR o SDL. Para este efecto, el LAC publicará y usará el listado de fronteras de usuarios conectados directamente al STN registrados en la oportunidad citada y excluirá dicha demanda de energía de participar en los cargos por uso de los niveles de tensión 3, 2 o 1.

**Artículo 14. Migración de usuarios a niveles de tensión superiores.** En cualquier momento los usuarios de los SDL podrán solicitar al OR del sistema al cual se conectan, a través de su comercializador, el cambio de nivel de tensión de su conexión, previo el cumplimiento de los siguientes requisitos ante el respectivo OR:

- a. Existencia de capacidad disponible en el punto de conexión de nivel de tensión superior.
- b. Acuerdo de pago de los costos asociados con la migración de nivel de tensión, según lo establecido en el capítulo 12.

**Parágrafo:** El OR deberá aprobar el cambio del nivel de tensión dentro de los quince (15) días siguientes al de la solicitud cuando exista la capacidad y el usuario haya justificado la necesidad y acordado el pago de los costos previstos en el literal b de este artículo.

El valor total del costo asociado con la migración de nivel de tensión debe ser reportado por el OR al LAC durante el mes siguiente al de celebración del contrato para que su valor sea descontado del ingreso del respectivo nivel de

ES

11

46

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

tensión del OR. El LAC debe llevar un registro de las migraciones entre niveles de tensión reportadas por los OR.

**Artículo 15. Cargos por disponibilidad de capacidad de respaldo de la Red.** Los usuarios de los STR o SDL podrán solicitar al OR del sistema al cual se conectan a través de su comercializador la suscripción de un contrato de disponibilidad de capacidad de respaldo de la red, de acuerdo con lo establecido en el capítulo 11. El OR deberá otorgar dicha disponibilidad, siempre y cuando tenga la capacidad disponible en su sistema en el punto de conexión solicitado por el usuario.

**Parágrafo 1.** Una vez sea acordado el contrato, el valor debe ser informado al LAC para el cálculo de los ingresos del OR. El LAC debe llevar un registro de los contratos de respaldo en los SDL y STR.

**Parágrafo 2.** Cuando no se contrate el servicio de capacidad de respaldo o no se disponga de la capacidad requerida para la prestación del servicio, los OR no estarán obligados a garantizar la disponibilidad.

**Parágrafo 3.** El OR debe reportar al LAC los valores recibidos en el período 2009 - 2013, en pesos de la fecha de corte, por concepto de cargos por disponibilidad de respaldo de la red conforme a lo establecido en el artículo 14 de la Resolución CREG 097 de 2008, para ser descontados de la liquidación de ingresos del primer período.

**Artículo 16. Transporte de energía reactiva.** El OR o usuario final pagarán por el transporte de energía reactiva de acuerdo con lo establecido en el capítulo 13, siempre que se superen los límites establecidos en cada caso.

El OR podrá conectar equipos de medida de energía reactiva para identificar a aquellos usuarios que por su consumo de energía reactiva estén obligados al pago de la misma conforme a lo establecido en esta disposición y a la instalación del medidor correspondiente.

**Artículo 17. Tratamiento de activos de conexión y activos de uso.** Los activos que sean declarados para ser remunerados mediante cargos por uso al momento de la solicitud de aprobación de ingresos por parte del OR, mantendrán este tipo de remuneración durante todo el período tarifario. Los activos de conexión existentes que no son declarados para ser remunerados a través de cargos por uso en la misma oportunidad, mantendrán tal condición durante todo el período tarifario.

**Parágrafo 1.** Durante el período tarifario, los OR no podrán exigir la remuneración, a través de contratos de conexión por activos que hayan sido reportados para ser remunerados mediante cargos por uso.

**Parágrafo 2.** Si a través de un activo se conectan uno o varios transportadores al STR o a un SDL, el activo se remunerará mediante cargos por uso en la proporción a la utilización por cada OR.

**Artículo 18. Decisión sobre aprobación de los ingresos de cada OR.** Una vez presentada la información por los OR, y adelantada la correspondiente

AS

46

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

actuación administrativa que garantice el derecho al debido proceso de los interesados, de conformidad con los procedimientos establecidos por la ley, la Comisión procederá a aprobar los ingresos anuales de que trata la presente resolución.

**Parágrafo.** Cuando el OR no someta a aprobación de la CREG la solicitud de cargos en el plazo previsto, la Comisión fijará los ingresos anuales de cada nivel de tensión con la información disponible y sin incorporar ingresos asociados con los planes de inversión, sin perjuicio de las sanciones y demás medidas a que haya lugar. Estos cargos estarán vigentes hasta que el OR formule la respectiva solicitud y los nuevos le sean aprobados.

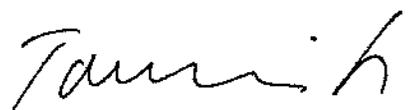
**Artículo 19. Vigencia de los cargos por uso.** Los cargos por uso de los STR y SDL que defina la Comisión estarán vigentes desde la fecha en que quede en firme la resolución que los apruebe y hasta cuando se cumplan cinco años desde la entrada en vigencia de la presente resolución, sin perjuicio de las actualizaciones a que haya lugar.

**Parágrafo.** Vencido el período de vigencia de los cargos por uso que apruebe la Comisión, éstos continuarán rigiendo hasta que la Comisión apruebe los nuevos.

**Artículo 20. Derogatorias.** La presente resolución deroga aquellas disposiciones que le sean contrarias.

#### PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dado en Bogotá, D. C.

  
**TOMÁS GONZÁLEZ ESTRADA**  
Ministro de Minas y Energía  
Presidente

  
**JORGE PINTO NOLLA**  
Director Ejecutivo









Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

## ANEXO GENERAL

### CONTENIDO

<b>CAPITULO 1. CÁLCULO DE CARGOS POR USO.....</b>	<b>24</b>
1.1 CARGOS POR USO DE NIVEL DE TENSIÓN 4 .....	24
1.1.1 Cargos por el uso de activos de tensión 4 .....	24
1.1.2 Cargos por el uso de activos locales de tensión 4 .....	25
1.2 CARGOS POR USO DE NIVEL DE TENSION 3 .....	26
1.2.1 Cargos por el uso de activos de nivel de tensión 3 .....	26
1.2.2 Cargos por el uso de activos locales de nivel de tensión 3 .....	27
1.3 CARGOS POR USO DE NIVEL DE TENSION 2 .....	28
1.3.1 Cargos por el uso de activos de nivel de tensión 2 .....	29
1.3.2 Cargos por el uso de activos locales de nivel de tensión 2 .....	29
1.4 CARGOS POR USO DE NIVEL DE TENSIÓN 1 .....	30
1.4.1 Cargos por el uso de activos de nivel de tensión 1 .....	32
1.4.2 Cargos por el uso de activos locales de nivel de tensión 1 .....	32
1.4.3 Cargos de AOM de nivel de tensión 1 .....	33
<b>CAPITULO 2. CÁLCULO DE LOS INGRESOS DE LOS OR .....</b>	<b>35</b>
2.1 INGRESOS POR NIVEL DE TENSIÓN.....	35
2.1.1 Ingresos de nivel de tensión 4 .....	35
2.1.2 Ingresos de nivel de tensión 3 .....	36
2.1.3 Ingresos de nivel de tensión 2 .....	38
2.1.4 Ingresos de nivel de tensión 1 .....	39
2.2 INGRESOS ANUALES .....	40
<b>CAPITULO 3. INGRESO ANUAL POR INVERSIÓN EN ACTIVOS, IAA. ....</b>	<b>42</b>
3.1 BASE REGULATORIA DE ACTIVOS .....	43
3.1.1 Base regulatoria de activos eléctricos .....	43
3.1.2 Base regulatoria de activos no eléctricos .....	56
3.2 RECUPERACIÓN DE CAPITAL RECONOCIDA .....	56
3.2.1 Recuperación de capital de activos de la BRA inicial .....	56
3.2.2 Recuperación de capital de activos nuevos.....	57
3.3 BASE REGULATORIA DE TERRENOS.....	57
<b>CAPITULO 4. INGRESO ANUAL POR GASTOS DE AOM, IAAOM.....</b>	<b>59</b>
4.1 AOM A RECONOCER.....	59
4.1.1 AOM demostrado .....	60
4.1.2 AOM remunerado.....	60

*AS*

*AS*

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

4.1.3	AOM inicial .....	61
4.1.4	AOM por niveles de tensión.....	62
4.2	VALOR DE AOM PARA NUEVAS INVERSIONES .....	62
4.3	VERIFICACIÓN DEL VALOR ANUAL DE AOM .....	62
<b>CAPÍTULO 5. INGRESO ANUAL POR INCENTIVOS, IAINC .....</b>		<b>64</b>
5.1	INCENTIVOS POR EFICIENCIA EN INVERSIONES.....	64
5.1.1	Inversiones de referencia.....	64
5.1.2	Incentivo por eficiencia en inversiones alcanzado.....	65
5.2	INCENTIVOS POR EFICIENCIA EN AOM.....	67
5.2.1	Gastos de AOM de referencia .....	67
5.2.2	Incentivo por eficiencia de AOM alcanzado.....	67
5.3	INCENTIVOS POR EFICIENCIA EN CALIDAD DEL SERVICIO .....	68
<b>CAPÍTULO 6. CALIDAD DEL SERVICIO .....</b>		<b>70</b>
6.1	CALIDAD DEL SERVICIO EN LOS STR .....	70
6.1.1	Activos sujetos al esquema de calidad.....	70
6.1.2	Bases de datos.....	70
6.1.3	Reglamento para el reporte de eventos .....	71
6.1.4	Máximas horas anuales de indisponibilidad.....	74
6.1.5	Máximos permitidos de indisponibilidad. ....	75
6.1.6	Indisponibilidad de los activos de uso del STR .....	76
6.1.7	Estimación de la capacidad disponible.....	76
6.1.8	Eventos excluidos .....	77
6.1.9	Procedimiento para los mantenimientos mayores.....	78
6.1.10	Activos que entran en operación comercial.....	79
6.1.11	Valor de referencia para compensación .....	80
6.1.12	Remuneración en algunos casos de indisponibilidad.....	80
6.1.13	Compensaciones .....	81
6.1.14	Informe sobre ENS.....	84
6.1.15	Zona excluida de CNE.....	85
6.1.16	Límite de los valores a compensar .....	86
6.2	CALIDAD DEL SERVICIO EN LOS SDL .....	87
6.2.1	Interrupciones del servicio de energía .....	88
6.2.2	Grupos de calidad para la medición .....	90
6.2.3	Niveles de calidad media del servicio.....	91
6.2.4	Niveles de calidad individual.....	98
6.2.5	Contratos de calidad extra .....	101
6.2.6	Requisitos del esquema de incentivos y compensaciones .....	101

AS  
|  
|

46

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

6.2.7	Información básica para la aplicación del esquema de incentivos	104
6.2.8	Verificaciones a la Información .....	109
6.2.9	Responsabilidades de información sobre la calidad en los SDL ...	109
6.2.10	Calidad en empresas o en redes que se interconecten al SIN.....	111
<b>CAPITULO 7. PLANES DE INVERSIÓN .....</b>		<b>123</b>
7.1	CRITERIOS DE GENERALES .....	123
7.2	PRESENTACIÓN DE LOS PLANES DE INVERSIÓN .....	124
7.3	CONTENIDO DE LOS PLANES DE INVERSIÓN .....	124
7.3.1	Plan de inversiones en expansión.....	125
7.3.2	Plan de inversiones en reposición.....	127
7.3.3	Plan de inversiones en calidad del servicio .....	128
7.3.4	Plan de inversiones en reducción de pérdidas .....	129
7.3.5	Plan de inversiones en renovación tecnológica .....	130
7.4	APROBACIÓN DE LOS PLANES DE INVERSIÓN .....	130
7.5	SEGUIMIENTO DE LOS PLANES DE INVERSIÓN .....	131
7.6	AJUSTE DE LOS PLANES DE INVERSIÓN .....	132
7.7	PUBLICIDAD Y DIFUSIÓN DE LOS PLANES DE INVERSIÓN .....	132
<b>CAPITULO 8. PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA .....</b>		<b>134</b>
8.1	PÉRDIDAS RECONOCIDAS POR NIVEL DE TENSIÓN.....	134
8.1.1	Nivel de tensión 4, $P_{j,4}$ .....	134
8.1.2	Niveles de tensión 3 y 2, $P_{j,3}$ y $P_{j,2}$ .....	134
8.1.3	Nivel de tensión 1, $P_{j,1}$ .....	135
8.2	DETERMINACIÓN DE LOS FACTORES PARA REFERIR AL STN .	137
8.3	PLAN DE GESTIÓN DE PÉRDIDAS .....	139
8.3.1	Requisitos para la presentación del plan.....	140
8.3.2	Cálculo del costo del plan. ....	142
8.3.3	Inicio y seguimiento del plan de reducción de pérdidas.....	146
8.3.4	Liquidación, Recaudo y Actualización del CPROG <sub>j,m</sub> .....	149
8.3.5	Suspensión, cancelación del plan y devolución de ingresos.....	153
8.3.6	Cálculo de índices de pérdidas.....	158
8.3.7	Cálculo de flujos de energía .....	160
<b>CAPITULO 9. CONFORMACIÓN DE STR .....</b>		<b>164</b>
9.1.1	STR norte.....	164
9.1.2	STR centro-sur.....	164
<b>CAPITULO 10. CARGOS HORARIOS .....</b>		<b>165</b>
10.1	CURVAS DE CARGA TÍPICAS POR NIVEL DE TENSIÓN.....	165
10.2	PERIODOS DE CARGA MÁXIMA, MEDIA Y MÍNIMA.....	165

*Handwritten signature/initials*

*Handwritten signature/initials*

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

10.3	CÁLCULO DE CARGOS HORARIOS.....	165
<b>CAPITULO 11. CARGOS POR RESPALDO DE LA RED .....</b>		<b>167</b>
<b>CAPITULO 12. COSTOS ASOCIADOS CON MUNTS .....</b>		<b>169</b>
<b>CAPITULO 13. COSTOS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA REACTIVA....</b>		<b>170</b>
<b>CAPITULO 14. UC PARA VALORACIÓN DE ACTIVOS NUEVOS .....</b>		<b>172</b>
14.1	UC DE NIVELES DE TENSIÓN 4, 3 Y 2.....	172
14.1.1	UC asociadas a subestaciones .....	172
14.1.2	UC asociadas a líneas .....	175
14.2	COSTOS ACTIVOS DE NIVEL DE TENSIÓN 1.....	185
<b>CAPITULO 15. UC PARA VALORACIÓN DE ACTIVOS BRA INICIAL.....</b>		<b>189</b>
15.1	UC DE NIVELES DE TENSIÓN 4, 3 Y 2.....	189
15.2	COSTOS ACTIVOS DE NIVEL DE TENSIÓN 1.....	202

EF

GH

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

### CAPITULO 1. CÁLCULO DE CARGOS POR USO

Para cada uno de los niveles de tensión se calcularán mensualmente dos cargos por uso. Estos serán calculados por el LAC durante los primeros diez (10) días calendario, de acuerdo con las siguientes expresiones.

#### 1.1 CARGOS POR USO DE NIVEL DE TENSIÓN 4

Para cada uno de los OR, el LAC calculará los cargos por uso de nivel de tensión 4 de la siguiente manera:

$$Dt_{4,R,m,t} = CD_{4,R,m,t}$$

$$Dt_{4,j,p,m,t} = CD_{4,j,p,m,t}$$

Donde:

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

$CD_{4,R,m,t}$ : Cargo del nivel de tensión 4 del STR  $R$ , en el mes  $m$  del año  $t$ , en \$/kWh, según lo establecido en el numeral 1.1.1.

$Dt_{4,j,p,m,t}$ : Cargo por uso del nivel de tensión 4 del municipio  $p$ , \$/kWh, para el mes  $m$  en el año  $t$ .

$CD_{4,j,p,m,t}$ : Cargo de tensión 4 del OR  $j$  aplicable en el municipio  $p$ , en el mes  $m$  del año  $t$ , en \$/kWh, según lo establecido en el numeral 1.1.2.

Los cargos por uso por cada kWh transportado en el nivel de tensión 4 deben ser pagados por los comercializadores a los OR y deben ser trasladados a los usuarios regulados y no regulados.

Mientras la fórmula de cálculo del costo unitario de prestación del servicio, CU, cuente con una sola variable para reflejar los costos de distribución, dicha variable será el resultado de la suma de  $Dt_{4,R,m,t}$  y  $Dt_{4,j,p,m,t}$ .

Para el nivel de tensión 4, en cada STR, se conforman dos cargos. Mediante el primero se remunera la infraestructura de este nivel de tensión, excluyendo los activos construidos por requerimientos judiciales u obligaciones impuestas por autoridades locales, departamentales o nacionales y, mediante el segundo, se remuneran los cargos excluidos del primero.

##### 1.1.1 Cargos por el uso de activos de tensión 4

Para cada uno de los STR, el LAC estimará el cargo de nivel de tensión 4 así:

$$CD_{4,R,m,t} = \frac{\sum_{j=1}^{TR} IM_{j,A,R,m,t}}{\sum_{j=1}^{TR} Ee_{j,4,m-1} * (1 - P_{j,4})}$$

ff.

46

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

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  $j$  en el nivel de tensión 4 perteneciente al STR  $R$  en el mes  $m$  del año  $t$ , en pesos, calculado según lo establecido en el numeral 2.1.1.1.
- $TR$ : Número total de OR que conforman el STR  $R$ .
- $NCR$ : Número total de convocatorias ejecutadas en el STR  $R$ .
- $Ee_{j,4,m-1}$ : Energía de entrada al sistema del OR  $j$  en el nivel de tensión 4 durante el mes  $m-1$ , expresada en kWh, calculada de acuerdo con lo establecido en el numeral 8.3.7.1
- $P_{j,4}$ : Índice de pérdidas del OR  $j$  del nivel de tensión 4, calculado conforme a lo establecido en el numeral 8.1.1.

#### 1.1.2 Cargos por el uso de activos locales de tensión 4

Para cada uno de los STR, el LAC estimará el cargo de nivel de tensión 4 así:

$$CD_{4,j,p,m,t} = \frac{IM_{j,4,p,m,t}}{Ee_{j,4,m-1} * (1 - P_{j,4}) * \frac{V_{4,j,p,m,t}}{V_{4,j,m,t}}} + \frac{IAINC_{j,n,t}}{Ee_{j,4,m-1} * (1 - P_{j,4}) * 12}$$

Donde:

- $CD_{4,j,p,m,t}$ : Cargo de nivel de tensión 4 del sistema del OR  $j$  aplicable en el municipio  $p$ , en el mes  $m$  del año  $t$ , en \$/kWh
- $IM_{j,4,p,m,t}$ : Ingreso mensual del OR  $j$  en el nivel de tensión 4 aplicable en el municipio  $p$  en el mes  $m$  del año  $t$ , en pesos, según lo indicado en el numeral 2.1.1.2.
- $IAINC_{j,n,t}$ : Ingreso anual por incentivos del nivel  $n$  de tensión 4, del OR  $j$ , en el año  $t$ , según lo establecido en el capítulo 5.
- $Ee_{j,4,m-1}$ : Energía de entrada al sistema del OR  $j$  en el nivel de tensión 4 durante el mes  $m-1$ , expresada en kWh, calculada de acuerdo con lo establecido en el numeral 8.3.7.1
- $P_{j,4}$ : Índice de pérdidas del OR  $j$  del nivel de tensión 4, calculado conforme a lo establecido en el numeral 8.1.1.
- $V_{4,j,p,m,t}$ : Ventas de energía en el nivel de tensión 4 de todos los comercializadores del mercado del OR  $j$  en el municipio  $p$  en el mes  $m$  del año  $t$ .
- $V_{4,j,m,t}$ : Ventas de energía en el nivel de tensión 4 de todos los comercializadores del mercado del OR  $j$  en el mes  $m$  del año  $t$ .

AS

CAF

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

## 1.2 CARGOS POR USO DE NIVEL DE TENSION 3

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

$$Dt_{3,j,m,t} = CD_{4,R,m,t} + CD_{3,j,m,t}$$

$$Dt_{3,j,p,m,t} = CD_{4,j,p,m,t} + CD_{3,j,p,m,t}$$

Donde:

$Dt_{3,j,m,t}$ : Cargo por uso del nivel de tensión 3 del OR  $j$ , \$/kWh, para el mes  $m$  en el 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, según el numeral 1.1.1.

$CD_{3,j,m,t}$ : Cargo del nivel de tensión 3 del OR  $j$ , en el mes  $m$  del año  $t$ . en \$/kWh, según el numeral 1.2.1.

$Dt_{3,j,p,m,t}$ : Cargo por uso del nivel de tensión 3 del OR  $j$  en el municipio  $p$ , \$/kWh, para el mes  $m$  en el año  $t$ .

$CD_{4,j,p,m,t}$ : Cargo de nivel de tensión 4 del OR  $j$  aplicable en el municipio  $p$ , en el mes  $m$  del año  $t$ . en \$/kWh, donde se incluyen exclusivamente los activos construidos con base en lo ordenado por autoridades judiciales o autoridades municipales, departamentales o nacionales; según el numeral 1.1.2.

$CD_{3,j,p,m,t}$ : Cargo de nivel de tensión 3 del OR  $j$  aplicable en el municipio  $p$ , en el mes  $m$  del año  $t$ , en \$/kWh, donde se incluyen exclusivamente los activos construidos con base en lo ordenado por autoridades judiciales o autoridades municipales, departamentales o nacionales; según el numeral 1.2.2.

Estos cargos por uso deben ser pagados por los comercializadores a los OR por cada kWh transportado en el nivel de tensión 3 y deben ser trasladados a los usuarios regulados y no regulados.

Mientras la fórmula de cálculo del costo unitario de prestación del servicio cuente con una sola variable para reflejar los costos de distribución, dicha variable será el resultado de la suma de  $Dt_{3,j,m,t}$  y  $Dt_{3,j,p,m,t}$ .

Para el nivel de tensión 3 se conforman dos cargos. Mediante los primeros se remunera toda la infraestructura del nivel de tensión correspondiente excluyendo los activos construidos por requerimientos judiciales u obligaciones impuestas por autoridades locales, departamentales o nacionales y, mediante los segundos, se remuneran los cargos excluidos del primero.

### 1.2.1 Cargos por el uso de activos de nivel de tensión 3

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

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

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

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 \$/kWh.

$IA_{j,3,t}$ : Ingreso anual del OR  $j$  del nivel  $n$  de tensión 3, del año  $t$ , según el numeral 2.1.2

$Ee_{j,3,m}$ : Energía de entrada al sistema del OR  $j$  en el nivel de tensión 3, durante el mes  $m$ , expresada en kWh y calculada de acuerdo con lo establecido en el numeral 8.3.7.1.

$P_{j,3}$ : Índice de pérdidas del OR  $j$  en el nivel de tensión 3, calculado conforme a lo establecido en el numeral 8.1.2.

### 1.2.2 Cargos por el uso de activos locales de nivel de tensión 3

Para cada OR, el LAC estimará el cargo de nivel de tensión 3 así:

$$CD_{3,j,p,m,t} = \left[ \frac{IA_{j,p,3,t}}{(1 - P_{j,3}) * (\sum_{m=-3}^{-14} Ee_{j,3,m}) * \frac{V_{3,j,p,m,t}}{V_{3,j,m,t}}} + \frac{IAINC_{j,3,t}}{(1 - P_{j,3}) * \sum_{m=-3}^{-14} Ee_{j,3,m}} \right] * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

Donde:

$CD_{3,j,p,m,t}$ : Cargo de nivel de tensión 3 del sistema del OR  $j$  aplicable en el municipio  $p$ , en el mes  $m$  del año  $t$ , en \$/kWh

$IA_{j,p,3,t}$ : Ingreso anual del OR  $j$  en el municipio  $p$ , del nivel de tensión 3 del año  $t$ . Se calcula de la misma forma que la variable  $IA_{j,3,t}$  para remunerar de forma exclusiva los activos construidos con base en lo ordenado por autoridades judiciales o autoridades municipales, departamentales o nacionales; según el numeral 2.1.2

$IAINC_{j,3,t}$ : Ingreso anual por incentivos del nivel de tensión 3, del OR  $j$ , en el año  $t$ , según lo establecido en el capítulo 5.

$Ee_{j,3,m}$ : Energía de entrada al sistema del OR  $j$  en el nivel de tensión 3, durante el mes  $m$ , expresada en kWh y calculada de acuerdo con lo establecido en el numeral 8.3.7.1.

$P_{j,3}$ : Índice de pérdidas del OR  $j$  en el nivel de tensión 3, calculado conforme a lo establecido en el numeral 8.1.2

$V_{3,j,p,m,t}$ : Ventas de energía en el nivel de tensión 3 de todos los comercializadores del mercado del OR  $j$  en el municipio  $p$  en el mes  $m$  del año  $t$ .

BB

AK

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

$V_{3,j,m,t}$  Ventas de energía en el nivel de tensión 3 de todos los comercializadores del mercado del OR  $j$  en el mes  $m$  del año  $t$ .

$IPP_{m-1}$ : Índice de precios al productor total nacional correspondiente al mes  $m-1$ .

$IPP_0$ : Índice de precios al productor total nacional de la fecha de corte.

### 1.3 CARGOS POR USO DE NIVEL DE TENSION 2

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

$$Dt_{2,j,m,t} = CD_{4,R,m,t} + CD_{3,j,m,t} + CD_{2,j,m,t}$$

$$Dt_{2,j,p,m,t} = CD_{4,j,p,m,t} + CD_{3,j,p,m,t} + CD_{2,j,p,m,t}$$

Donde:

$Dt_{2,j,m,t}$ : Cargo por uso del nivel de tensión 2 del OR  $j$ , en \$/kWh, para el mes  $m$  en el 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, según lo establecido en el numeral 1.1.1.

$CD_{3,j,m,t}$ : Cargo del nivel de tensión 3 del OR  $j$ , en el mes  $m$  del año  $t$ , en \$/kWh, según el numeral 1.2.1.

$CD_{2,j,m,t}$ : Cargo del nivel de tensión 2 del OR  $j$ , en el mes  $m$  del año  $t$ , en \$/kWh, según el numeral 1.3.1

$Dt_{2,j,p,m,t}$ : Cargo por uso del nivel de tensión 2 del OR  $j$  en el municipio  $p$ , \$/kWh, para el mes  $m$  en el año  $t$ .

$CD_{4,j,p,m,t}$ : Cargo de nivel de tensión 4 del OR  $j$  aplicable en el municipio  $p$ , en el mes  $m$  del año  $t$ , en \$/kWh, donde se incluyen exclusivamente los activos construidos con base en lo ordenado por autoridades judiciales o autoridades municipales, departamentales o nacionales.

$CD_{3,j,p,m,t}$ : Cargo de nivel de tensión 3 del OR  $j$  aplicable en el municipio  $p$ , en el mes  $m$  del año  $t$ , en \$/kWh, donde se incluyen exclusivamente los activos construidos con base en lo ordenado por autoridades judiciales o autoridades municipales, departamentales o nacionales.

$CD_{2,j,p,m,t}$ : Cargo de nivel de tensión 2 del OR  $j$  aplicable en el municipio  $p$ , en el mes  $m$  del año  $t$ , en \$/kWh, donde se incluyen exclusivamente los activos construidos con base en lo ordenado por autoridades judiciales o autoridades municipales, departamentales o nacionales.

18

11

16

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

Estos cargos por uso deben ser pagados por los comercializadores a los OR por cada kWh transportado en el nivel de tensión 2 y deben ser trasladados a los usuarios regulados y no regulados.

Mientras la fórmula de cálculo del costo unitario de prestación del servicio cuente con una sola variable para reflejar los costos de distribución, dicha variable será el resultado de la suma de  $Dt_{2,j,m,t}$  y  $Dt_{2,j,p,m,t}$ .

Para el nivel de tensión 2 se determinan dos cargos. Con el primero se remunera la infraestructura del nivel de tensión correspondiente, excluyendo los activos construidos por requerimientos judiciales u obligaciones impuestas por autoridades locales, departamentales o nacionales y, mediante el segundo, se remunerarán los cargos excluidos del primero.

### 1.3.1 Cargos por el uso de activos de nivel de tensión 2

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

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

Donde:

$CD_{2,j,m,t}$ : Cargo del nivel de tensión 2 del sistema del OR  $j$ , en el mes  $m$  del año  $t$ , en \$/kWh.

$IA_{j,2,t}$ : Ingreso anual del OR  $j$  del nivel  $n$  de tensión 2, del año  $t$ , según lo establecido en el numeral 2.1.3

$Ee_{j,2,m}$ : Energía de entrada al sistema del OR  $j$  en el nivel de tensión 2, durante el mes  $m$ , expresada en kWh y calculada de acuerdo con lo establecido en el numeral 8.3.7.1.

$P_{j,2}$ : Índice de pérdidas del OR  $j$  en el nivel de tensión 2, calculado conforme a lo establecido en el numeral 8.1.2

### 1.3.2 Cargos por el uso de activos locales de nivel de tensión 2

Para cada OR, el LAC estimará el cargo de nivel de tensión 2 así:

$$CD_{2,j,p,m,t} = \left[ \frac{IA_{j,p,2,t}}{(1 - P_{j,2}) * (\sum_{m=-3}^{-14} Ee_{j,2,m}) * \frac{V_{2,j,p,m,t}}{V_{2,j,m,t}}} + \frac{IA_{INC,j,2,t}}{(1 - P_{j,2}) * \sum_{m=-3}^{-14} Ee_{j,2,m}} \right] * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

Donde:

$CD_{2,j,p,m,t}$ : Cargo de nivel de tensión 2 del sistema del OR  $j$  aplicable en el municipio  $p$ , en el mes  $m$  del año  $t$ . en \$/kWh

$IA_{j,p,2,t}$ : Ingreso anual del OR  $j$  en el municipio  $p$ , del nivel de tensión 2 del año  $t$ . Se calcula de la misma forma que la variable  $IA_{j,2,t}$  para

GF

GF

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

remunerar de forma exclusiva los activos construidos con base en lo ordenado por autoridades judiciales o autoridades municipales, departamentales o nacionales.

$IAINC_{j,2,t}$ : Ingreso anual por incentivos del nivel de tensión 2, del OR  $j$ , en el año  $t$ , según lo establecido en el capítulo 5.

$Ee_{j,2,m}$ : Energía de entrada al sistema del OR  $j$  en el nivel de tensión 2, durante el mes  $m$ , expresada en kWh y calculada de acuerdo con lo establecido en el numeral 8.3.7.1.

$P_{j,2}$ : Índice de pérdidas del OR  $j$  en el nivel de tensión 2, calculado conforme a lo establecido en el numeral 8.1.2.

$V_{2,j,p,m,t}$ : Ventas de energía en el nivel de tensión 2 de todos los comercializadores del mercado del OR  $j$  en el municipio  $p$  en el mes  $m$  del año  $t$ .

$V_{2,j,m,t}$ : Ventas de energía en el nivel de tensión 2 de todos los comercializadores del mercado del OR  $j$  en el mes  $m$  del año  $t$ .

$IPP_{m-1}$ : Índice de precios al productor total nacional correspondiente al mes  $m-1$ .

$IPP_0$ : Índice de precios al productor total nacional de la fecha de corte.

#### 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 manera:

$$Dt_{1,j,m,t} = CD_{4,R,m,t} + CD_{3,j,m,t} + CD_{2,j,m,t} + CDI_{1,j,m,t} + CDA_{1,j,m,t}$$

$$Dt_{1,j,p,m,t} = CD_{4,j,p,m,t} + CD_{3,j,p,m,t} + CD_{2,j,p,m,t} + CDI_{1,j,p,m,t}$$

Donde:

$Dt_{1,j,m,t}$ : Cargo por uso del nivel de tensión 1 del OR  $j$ , \$/kWh, para el mes  $m$  en el año  $t$ .

$CD_{4,R,m,t}$ : Cargo del nivel de nivel de tensión 4 del STR  $R$ , en el mes  $m$  del año  $t$ , en \$/kWh, según lo establecido en el numeral 1.1.1.

$CD_{3,j,m,t}$ : Cargo del nivel de nivel de tensión 3 del OR  $j$ , en el mes  $m$  del año  $t$ , en \$/kWh, según el numeral 1.2.1.

$CD_{2,j,m,t}$ : Cargo del nivel de nivel de tensión 2 del OR  $j$ , en el mes  $m$  del año  $t$ , en \$/kWh, según el numeral 1.3.1

$CDI_{1,j,m,t}$ : Cargo de inversión del nivel de tensión 1 del OR  $j$ , en el mes  $m$  del año  $t$ , en \$/kWh, según el numeral 1.4.1, sin incluir los activos construidos con base en lo ordenado por autoridades judiciales o autoridades municipales, departamentales o nacionales.

*Handwritten mark*

*Handwritten mark*

*Handwritten mark*

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

- $CDA_{1,j,m,t}$ : Cargo de AOM del nivel de tensión 1 del OR  $j$ , en el mes  $m$  del año  $t$ , en \$/kWh, según el numeral 1.4.3.
- $Dt_{1,j,p,m,t}$ : Cargo por uso del nivel de tensión 1 del OR  $j$  en el municipio  $p$ , \$/kWh, para el mes  $m$  en el año  $t$ .
- $CD_{4,j,p,m,t}$ : Cargo de nivel de tensión 4 del sistema del OR  $j$  aplicable en el municipio  $p$ , en el mes  $m$  del año  $t$ , en \$/kWh según el numeral 1.1.2
- $CD_{3,j,p,m,t}$ : Cargo de nivel de tensión 3 del sistema del OR  $j$  aplicable en el municipio  $p$ , en el mes  $m$  del año  $t$ , en \$/kWh según el numeral 1.2.2.
- $CD_{2,j,p,m,t}$ : Cargo de nivel de tensión 2 del sistema del OR  $j$  aplicable en el municipio  $p$ , en el mes  $m$  del año  $t$ , en \$/kWh según el numeral 1.3.2
- $CDI_{1,j,p,m,t}$ : Cargo de nivel de tensión 1 del OR  $j$  aplicable en el municipio  $p$ , en el mes  $m$  del año  $t$ , en \$/kWh, según el numeral 1.4.2.

Estos cargos deben ser pagados por los comercializadores a los OR por cada kWh transportado en el nivel de tensión 1 y deben ser trasladados a los usuarios regulados y no regulados.

Mientras la fórmula de cálculo del costo unitario de prestación del servicio cuente con una sola variable para reflejar los costos de distribución, dicha variable será el resultado de la suma de  $Dt_{1,j,m,t}$  y  $Dt_{1,j,p,m,t}$ .

En caso de que la totalidad o fracción de los activos de nivel de tensión 1 sean de propiedad del usuario o de la copropiedad donde está el predio del usuario, el comercializador deberá descontar, de la variable  $Dt_{1,j,m,t}$ , el cargo de inversión del nivel de tensión 1 del OR  $j$ ,  $CDI_{1,j,m,t}$ , en la fracción que corresponda. Con este propósito:

- El OR deberá reportar mensualmente al comercializador respectivo el listado de usuarios finales asociados a activos de nivel de tensión 1 que sean de propiedad de los usuarios. El comercializador deberá hacer el respectivo descuento a partir del mes siguiente al de la fecha de recepción de dicha información por parte del OR.
- Cuando la propiedad de los activos de nivel de tensión 1 sea compartida con el OR, de tal forma que el usuario sea propietario del transformador o de la red secundaria, el comercializador liquidará el 50 % del respectivo cargo máximo.

Cuando se requiera la reposición de activos de nivel de tensión 1 que son de propiedad del usuario, éste podrá reponerlos y continuará pagando los cargos de nivel de tensión 1 con el descuento que corresponda. El usuario en un plazo no superior a 2 días hábiles a partir de la salida del servicio de los activos de su propiedad deberá informar al OR si decide o no reponerlos; si el usuario no se pronuncia o decide no reponerlos informará

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

al OR y éste efectuará la reposición en plazo de 72 horas a partir del momento en que recibe el aviso del usuario o del cumplimiento de los dos días hábiles mencionados. A partir del momento de la reposición por parte del OR el usuario dejará de percibir el descuento mencionado. Exclusivamente para los efectos de esta disposición, se entiende por reposición el cambio de la totalidad de las redes de nivel de tensión 1 o el cambio de la totalidad del transformador.

- c. En cualquier caso, los cargos que remuneran gastos de administración, operación y mantenimiento serán cubiertos por los usuarios y en tal virtud, el OR será el responsable de dichas actividades sobre la totalidad de activos de nivel de tensión 1, al margen de quién sea su propietario, para lo cual deberá ejecutar las actividades relacionadas con el mantenimiento en este nivel, como mínimo con una periodicidad anual.

Para el nivel de tensión 1 se definen tres cargos. Los dos primeros remuneran las inversiones, incluyendo los activos construidos por requerimientos judiciales u obligaciones impuestas por autoridades locales, departamentales o nacionales y, con el tercero se remuneran los gastos de AOM.

#### 1.4.1 Cargos por el uso de activos de nivel de tensión 1

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

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

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 \$/kWh

$IA_{j,1,t}$ : Ingreso anual por inversión en activos del OR  $j$  del nivel  $n$  de nivel de tensión 1, en el año  $t$  según lo establecido en el numeral 2.1.4.

$Ee_{j,1,m}$ : Energía de entrada al sistema del OR  $j$  en el nivel de tensión 1, durante el mes  $m$ , expresada en kWh, calculada de acuerdo con lo establecido en el numeral 8.3.7.1.

$P_{j,1}$ : Índice de pérdidas del OR  $j$  en el nivel de tensión 1, calculado conforme a lo establecido en el numeral 8.1.3.

#### 1.4.2 Cargos por el uso de activos locales de nivel de tensión 1

$$CDI_{1,j,p,m,t} = \left[ \frac{IA_{j,p,1,t}}{(1 - P_{j,1}) * (\sum_{m=-3}^{-14} Ee_{j,1,m}) * \frac{V_{1,j,p,m,t}}{V_{1,j,m,t}}} + \frac{IAINC_{j,1,t}}{(1 - P_{j,1}) * \sum_{m=-3}^{-14} Ee_{j,1,m}} \right] * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

Donde:

*Handwritten signature*

*Handwritten signature*

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

- $CDI_{1,j,p,m,t}$ : Cargo de nivel de tensión 1 del sistema del OR  $j$  aplicable en el municipio  $p$ , en el mes  $m$  del año  $t$ , en \$/kWh.
- $IA_{j,p,1,t}$ : Ingreso anual por inversión en activos del OR  $j$  del nivel de tensión 1, en el año  $t$ . Se calcula de la misma forma que la variable  $IA_{j,n,t}$  para remunerar de forma exclusiva los activos construidos con base en lo ordenado por autoridades judiciales o autoridades municipales, departamentales o nacionales.
- $IAINC_{j,n,t}$ : Ingreso anual por incentivos del nivel de tensión 1, del OR  $j$ , en el año  $t$ , según lo establecido en el capítulo 5.
- $Ee_{j,1,m}$ : Energía de entrada al sistema del OR  $j$  en el nivel de tensión 1, durante el mes  $m$ , expresada en kWh, calculada de acuerdo con lo establecido en el numeral 8.3.7.1.
- $P_{j,1}$ : Índice de pérdidas del OR  $j$  en el nivel de tensión 1, calculado conforme a lo establecido en el numeral 8.1.3.
- $V_{1,j,p,m,t}$ : Ventas de energía en el nivel de tensión 1 de todos los comercializadores del mercado del OR  $j$  en el municipio  $p$  en el mes  $m$  del año  $t$ .
- $V_{1,j,m,t}$ : Ventas de energía en el nivel de tensión 1 de todos los comercializadores del mercado del OR  $j$  en el mes  $m$  del año  $t$ .
- $IPP_{m-1}$ : Índice de precios al productor total nacional correspondiente al mes  $m-1$ .
- $IPP_0$ : Índice de precios al productor total nacional correspondiente a la fecha de corte.

#### 1.4.3 Cargos de AOM de nivel de tensión 1

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

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

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 \$/kWh
- $IAAOM_{j,n,t}$ : Ingreso anual por AOM del OR  $j$  en activos del nivel de tensión 1, en el año  $t$ , según lo establecido en el capítulo 4.
- $Ee_{j,1,m}$ : Energía de entrada al sistema del OR  $j$  en el nivel de tensión 1, durante el mes  $m$ , expresada en kWh, calculada de acuerdo con lo establecido en el numeral 8.3.7.1.

ED

ff

CF6

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

$P_{j,1}$ : Índice de pérdidas del OR  $j$  en el nivel de tensión 1, calculado conforme a lo establecido en el numeral 8.1.3.

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

$IPP_0$ : Índice de precios al productor nacional de la fecha de corte.

AS

A

46

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

## CAPITULO 2. CÁLCULO DE LOS INGRESOS DE LOS OR

### 2.1 INGRESOS POR NIVEL DE TENSIÓN

En cada nivel de tensión los ingresos mensuales de los OR por el uso de los activos se calculan distinguiendo, de la totalidad de activos, aquellos construidos con base en ordenamientos judiciales o efectuados por la administración local, departamental o nacional.

#### 2.1.1 Ingresos de nivel de tensión 4

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

$$IMT_{j,A,R,m,t} = IM_{j,A,R,m,t} + \sum_{p=1}^P IM_{j,4,p,m,t}$$

Donde:

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

$IM_{j,4,R,m,t}$ : Ingreso mensual del OR  $j$ , en nivel de tensión 4, perteneciente al STR  $R$  en el mes  $m$  del año  $t$ , en pesos, sin incluir los activos construidos con base en ordenamientos judiciales o efectuados por la administración local, departamental o nacional, según el numeral 2.1.1.1.

$IM_{j,4,p,m,t}$ : Ingreso mensual del OR  $j$  en el nivel de tensión 4 aplicable en el municipio  $p$  en el mes  $m$  del año  $t$ , en pesos, según el numeral 2.1.1.2.

$P$ : Total de municipios atendidos por un mismo OR donde se presentan activos construidos con base en ordenamientos judiciales o efectuados por la administración local, departamental o nacional en el nivel de tensión 4.

#### 2.1.1.1 Ingreso mensual de nivel de tensión 4 sin activos locales

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

$$IM_{j,4,R,m,t} = \frac{1}{12} (IA_{j,n,t} - IA_{j,p,n,t} - CSTR_{j,m-1} - IRM_{j,n,m-1} + IE_{j,c,R,m}) * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

Donde:

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

$IA_{j,n,t}$ : Ingreso anual del OR  $j$  en el nivel de tensión  $n$ , con  $n$  igual a 4, del año  $t$ , según lo establecido en el numeral 2.2.

*AB*

*11*

*CH*

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

$IA_{j,p,n,t}$ : Ingreso anual del OR  $j$  en el municipio  $p$ , del nivel de tensión 4 del año  $t$ . Se calcula de la misma forma que la variable  $IA_{j,n,t}$  y remunera de manera exclusiva los activos construidos con base en lo ordenado por autoridades judiciales o autoridades municipales, departamentales o nacionales.

$CSTR_{j,m-1}$ : Compensaciones del OR  $j$ , perteneciente al STR  $R$ , en el mes  $m-1$ .

$IRM_{j,n,m-1}$ : Ingreso mensual del OR  $j$ , en el nivel de tensión  $n$ , con  $n$  igual a 4, en el mes  $m-1$ , en pesos, recibido por concepto de migración de usuarios a niveles de tensión superiores o por respaldo de red según lo establecido en los capítulos 11 y 12.

$IE_{j,c,R,m}$ : Ingreso esperado de cada convocatoria  $c$  ejecutada en el STR  $R$ , adjudicada al OR  $j$ , para el mes  $m$ .

$IPP_{m-1}$ : Índice de precios al productor total nacional correspondiente al mes  $m-1$ .

$IPP_0$ : Índice de precios al productor total nacional de la fecha de corte.

#### 2.1.1.2 Ingreso mensual de nivel de tensión 4 por activos locales

El LAC calculará el ingreso mensual de nivel de tensión 4 por activos locales de cada OR, en cada municipio, así:

$$IM_{j,4,p,m,t} = \frac{1}{12} IA_{j,p,n,t} * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

Donde:

$IM_{j,4,p,m,t}$ : Ingreso mensual del OR  $j$  en el nivel de tensión 4 aplicable en el municipio  $p$  en el mes  $m$  del año  $t$ , en pesos.

$IA_{j,p,n,t}$ : Ingreso anual del OR  $j$  en el municipio  $p$ , del nivel de tensión 4 del año  $t$ . Se calcula de la misma forma que la variable  $IA_{j,n,t}$  para remunerar de forma exclusiva los activos construidos con base en lo ordenado por autoridades judiciales o autoridades municipales, departamentales o nacionales.

$IPP_{m-1}$ : Índice de precios al productor total nacional correspondiente al mes  $m-1$ .

$IPP_0$ : Índice de precios al productor total nacional correspondiente a la fecha de corte.

#### 2.1.2 Ingresos de nivel de tensión 3

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

$$IAT_{j,3,t} = IA_{j,3,t} + \sum_{p=1}^P IA_{j,3,p,t} + IAINC_{j,n,t}$$

ES

AG

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

Donde:

$IA_{j,3,t}$ : Ingreso anual total del OR  $j$ , en nivel de tensión 3 en el año  $t$ , en pesos.

$IA_{j,3,t}$ : Ingreso anual del OR  $j$ , en nivel de tensión 3 en el año  $t$ , en pesos; sin incluir los activos construidos con base en ordenamientos judiciales o efectuados por la administración local, departamental o nacional.

$IA_{j,p,t}$ : Ingreso anual del OR  $j$ , en el nivel de tensión 3, aplicable en el municipio  $p$ , en el año  $t$ , en pesos.

$IAINC_{j,n,t}$ : Ingreso anual por incentivos del nivel de tensión  $n$ , con  $n$  igual a 3, del OR  $j$ , en el año  $t$ , según lo establecido en el capítulo 5.

$P$ : Total de municipios atendidos por un mismo OR donde se presentan activos construidos con base en ordenamientos judiciales o efectuados por la administración local, departamental o nacional en el nivel de tensión 3.

Con:

$$IA_{j,3,t} = \left[ IA_{j,n,t} - \sum_{p=1}^P IA_{j,p,n,t} - IRM_{j,n,t-1} \right] * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

Donde:

$IA_{j,3,t}$ : Ingreso anual del OR  $j$  en el nivel de tensión 3 en el año  $t$ , en pesos.

$IA_{j,n,t}$ : Ingreso anual del OR  $j$  en el nivel de tensión  $n$ , con  $n$  igual a 3, del año  $t$ , según lo establecido en el numeral 2.2.

$IRM_{j,n,t-1}$ : Ingreso del OR  $j$ , en el nivel de tensión  $n$ , con  $n$  igual a 3, en el año  $t-1$ , en pesos, recibido por concepto de migración de usuarios a niveles de tensión superiores o por respaldo de red según lo establecido en los capítulos 11 y 12.

$IA_{j,p,n,t}$ : Ingreso anual del OR  $j$  en el municipio  $p$ , del nivel de tensión 3 del año  $t$ . Se calcula de la misma forma que la variable  $IA_{j,n,t}$  para remunerar de forma exclusiva los activos construidos con base en lo ordenado por autoridades judiciales o autoridades municipales, departamentales o nacionales.

$P$ : Total de municipios atendidos por un mismo OR donde se presentan activos construidos con base en ordenamientos judiciales o efectuados por la administración local, departamental o nacional en el nivel de tensión 3.

60

f'

616

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

$IPP_{m-1}$ : Índice de precios al productor total nacional correspondiente al mes  $m-1$ .

$IPP_0$ : Índice de precios al productor total nacional de la fecha de corte.

### 2.1.3 Ingresos de nivel de tensión 2

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

$$IAT_{j,2,t} = IA_{j,2,t} + \sum_{p=1}^P IA_{j,2,p,t} + IAINC_{j,n,t}$$

Donde:

$IAT_{j,2,t}$ : Ingreso anual total del OR  $j$ , en nivel de tensión 2 en el año  $t$ , en pesos.

$IA_{j,2,t}$ : Ingreso anual del OR  $j$ , en nivel de tensión 2 en el año  $t$ , en pesos; sin incluir los activos construidos con base en ordenamientos judiciales o efectuados por la administración local, departamental o nacional.

$IA_{j,2,p,t}$ : Ingreso anual del OR  $j$ , en el nivel de tensión 2, aplicable en el municipio  $p$ , en el año  $t$ , en pesos.

$IAINC_{j,n,t}$ : Ingreso anual por incentivos del nivel de tensión  $n$ , con  $n$  igual a 2, del OR  $j$ , en el año  $t$ , según lo establecido en el capítulo 5.

$P$ : Total de municipios atendidos por un mismo OR donde se presentan activos construidos con base en ordenamientos judiciales o efectuados por la administración local, departamental o nacional en el nivel de tensión 2.

Con:

$$IA_{j,2,t} = \left[ IA_{j,n,t} - \sum_{p=1}^P IA_{j,p,n,t} - IRM_{j,n,t-1} \right] * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

Donde:

$IA_{j,2,t}$ : Ingreso anual del OR  $j$  en el nivel de tensión 2 en el año  $t$ , en pesos.

$IA_{j,n,t}$ : Ingreso anual del OR  $j$  en el nivel de tensión  $n$ , con  $n$  igual a 2, del año  $t$ , según lo establecido en el numeral 2.2.

$IRM_{j,n,t-1}$ : Ingreso del OR  $j$ , en el nivel de tensión  $n$ , con  $n$  igual a 2, en el año  $t-1$ , en pesos, recibido por concepto de migración de usuarios a niveles de tensión superiores o por respaldo de red según lo establecido en los capítulos 11 y 12.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

$IA_{j,p,n,t}$ : Ingreso anual del OR  $j$  en el municipio  $p$ , del nivel de tensión 2 del año  $t$ . Se calcula de la misma forma que la variable  $IA_{j,n,t}$  para remunerar de forma exclusiva los activos construidos con base en lo ordenado por autoridades judiciales o autoridades municipales, departamentales o nacionales.

$P$ : Total de municipios atendidos por un mismo OR donde se presentan activos construidos con base en ordenamientos judiciales o efectuados por la administración local, departamental o nacional en el nivel de tensión 2.

$IPP_{m-1}$ : Índice de precios al productor total nacional correspondiente al mes  $m-1$ .

$IPP_0$ : Índice de precios al productor total nacional de la fecha de corte.

#### 2.1.4 Ingresos de nivel de tensión 1

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

$$IAT_{j,1,t} = IA_{j,1,t} + \sum_{p=1}^P IA_{j,1,p,t} + IAINC_{j,n,t}$$

Donde:

$IAT_{j,1,t}$ : Ingreso anual total del OR  $j$ , en nivel de tensión 1 en el año  $t$ , en pesos.

$IA_{j,1,t}$ : Ingreso anual del OR  $j$ , en nivel de tensión 1 en el año  $t$ , en pesos; sin incluir los activos construidos con base en ordenamientos judiciales o efectuados por la administración local, departamental o nacional.

$IA_{j,1,p,t}$ : Ingreso anual del OR  $j$ , en el nivel de tensión 1, aplicable en el municipio  $p$ , en el año  $t$ , en pesos.

$IAINC_{j,n,t}$ : Ingreso anual por incentivos del nivel de tensión  $n$ , con  $n$  igual a 1, del OR  $j$ , en el año  $t$ , según lo establecido en el capítulo 5.

$P$ : Total de municipios atendidos por un mismo OR donde se presentan activos construidos con base en ordenamientos judiciales o efectuados por la administración local, departamental o nacional en el nivel de tensión 1.

Con:

$$IA_{j,1,t} = \left[ IAA_{j,n,t} - IRM_{j,n,t-1} - \sum_{p=1}^P IA_{j,p,n,t} - OI_{j,1,t-1} \right] * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten signature]*

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

Donde:

- $IA_{j,1,t}$ : Ingreso anual del OR  $j$  en el nivel de tensión 1.
- $IAA_{j,n,t}$ : Ingreso anual por inversión del OR  $j$  en activos del nivel  $n$ , con  $n$  igual a 1, en el año  $t$ , según lo establecido en el capítulo 3.
- $IRM_{j,n,t-1}$ : Ingreso del OR  $j$ , en el nivel de tensión  $n$ , con  $n$  igual a 1, en el año  $t-1$ , en pesos, recibido por concepto de migración de usuarios a niveles de tensión superiores o por respaldo de red según lo establecido en los capítulos 11 y 12.
- $IA_{j,p,n,t}$ : Ingreso anual del OR  $j$  en el municipio  $p$ , del nivel de tensión 1 del año  $t$ . Se calcula de la misma forma que la variable  $IA_{j,n,t}$  para remunerar de forma exclusiva los activos construidos con base en lo ordenado por autoridades judiciales o autoridades municipales, departamentales o nacionales.
- $OI_{j,1,t-1}$ : Otros ingresos por la explotación de los activos remunerados mediante cargos por uso en actividades distintas a la de distribución de energía eléctrica en el año  $t-1$ .
- Corresponde al 50 % del valor de los ingresos anuales obtenidos por el OR por la explotación de los activos remunerados mediante cargos por uso en actividades distintas a la de distribución de energía eléctrica durante el año anterior.
- En caso que no se reporte dicho valor al LAC, se tomará el 120 % del valor más alto reportado por todos los OR.
- $P$ : Total de municipios atendidos por un mismo OR donde se presentan activos construidos con base en ordenamientos judiciales o efectuados por la administración local, departamental o nacional en el nivel de tensión 1.
- $IPP_{m-1}$ : Índice de precios al productor total nacional correspondiente al mes  $m-1$ .
- $IPP_0$ : Índice de precios al productor total nacional de la fecha de corte.

## 2.2 INGRESOS ANUALES

Los ingresos anuales de los OR por la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica están compuestos por los ingresos asociados con las inversiones realizadas, con los gastos en los que se incurre en la prestación del servicio y con los incentivos por mejorar los niveles de eficiencia en inversiones, gastos de AOM y calidad del servicio.

Los ingresos anuales asociados con la rentabilidad de las inversiones, la recuperación del capital invertido y el reconocimiento de los gastos eficientes de AOM se calcula de la siguiente forma:

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

$$IA_{j,n,t} = IAA_{j,n,t} + IAAOM_{j,n,t}$$

Donde:

$IA_{j,n,t}$ : Ingreso anual por inversiones y gastos del nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t$ .

$IAA_{j,n,t}$ : Ingreso anual por inversión en activos del nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t$ , según lo establecido en el capítulo 3.

$IAAOM_{j,n,t}$ : Ingreso anual por gastos de administración, operación y mantenimiento del nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t$ , según lo establecido en el capítulo 4.

Los ingresos anuales asociados con los incentivos por eficiencia en las inversiones y gastos de AOM ejecutados, y con los incentivos por calidad del servicio se calculan según lo establecido en el capítulo 5.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

### **CAPITULO 3. INGRESO ANUAL POR INVERSIÓN EN ACTIVOS, IAA.**

Los ingresos anuales asociados con la infraestructura utilizada para la prestación del servicio se determinan con base en la siguiente información:

- a. El inventario de activos utilizado para la aplicación de la metodología de remuneración de la Resolución CREG 097 de 2008, clasificado de acuerdo con las unidades constructivas de la Resolución CREG 097 de 2008.
- b. El inventario de activos reportados por las empresas a la Comisión en cumplimiento de lo establecido en el artículo 18 de la Resolución CREG 097 de 2008, se incluyen los activos de las categorías expansión, calidad y pérdidas.
- c. El inventario de activos de los planes de inversión del OR, reportados con base en las UC definidas en la presente resolución y las UC especiales sometidas a consideración de la Comisión.
- d. Los activos operados por el OR cuyo valor no debe incluirse en el cálculo de los cargos en los términos del artículo 87 numeral 87.9 de la Ley 142 de 1994, en la forma en que quedó modificado por el artículo 99 de la Ley 1450 de 2011.
- e. Los activos del plan de inversiones cuyo valor no debe incluirse en el cálculo de los cargos en los términos del artículo 87 numeral 87.9 de la Ley 142 de 1994, en la forma en que quedó modificado por el artículo 99 de la Ley 1450 de 2011.
- f. El inventario de activos a retirar, clasificado según el listado de UC del capítulo 15, de acuerdo con el plan de reposición de activos presentado por el OR a la CREG en la solicitud de cargos.
- g. El costo de los activos a diciembre de 2007 se establecerá con base en el valor implícito reconocido actualmente.. El costo de los activos puestos en operación durante el actual periodo tarifario se establecerá con base en la valoración de UC del capítulo 15
- h. El costo de los activos incluidos en el plan de inversiones se establecerá con base en la valoración de las UC del capítulo 14.
- i. El costo de los terrenos asociados a las subestaciones reportadas por el OR a la CREG en la solicitud de cargos, indicando para cada terreno su área, en m<sup>2</sup>, y el valor catastral total, en pesos de diciembre de 2014, acompañada de los respectivos certificados.
- j. Para el nivel de tensión 4 se considerarán los activos incluidos en el inventario del OR presentados conforme a la metodología prevista en la Resolución CREG 097 de 2008, que se encuentren en operación a la fecha de presentación de la nueva solicitud de aprobación de ingresos y las actualizaciones aprobadas por la Comisión en cumplimiento de los artículos 9 y 17 de la Resolución CREG 097 de 2008.

Los ingresos anuales para cada uno de los niveles de tensión del STR o SDL se determinan de conformidad con la siguiente expresión:

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

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

Donde:

- $IAA_{j,n,t}$ : Ingreso anual por inversión en activos del nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t$ .
- $BRA_{j,n,t}$ : Base regulatoria de activos del nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t$ , calculada según lo definido en el numeral 3.1.
- $r$ : Tasa de retorno reconocida para la actividad de distribución de energía eléctrica, para un esquema de ingreso máximo.
- $RC_{j,n,t}$ : Recuperación de capital reconocida para los activos remunerados en la base regulatoria del nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t$ , calculada según lo definido en el numeral 3.2.
- $BRT_{j,n,t}$ : Base regulatoria de terrenos del nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t$ , calculada según lo establecido en el numeral 3.3.

### 3.1 BASE REGULATORIA DE ACTIVOS

La base regulatoria de activos de los OR se determina con base en la siguiente expresión:

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

Donde:

- $BRA_{j,n,t}$ : Base regulatoria de activos del nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t$ .
- $BRAE_{j,n,t}$ : Base regulatoria de activos eléctricos del OR  $j$ , en el nivel de tensión  $n$ , en el año  $t$ , según lo establecido en el numeral 3.1.1
- $BRANE_{j,n,t}$ : Base regulatoria de activos no eléctricos del OR  $j$ , en el nivel de tensión  $n$ , en el año  $t$ , según lo establecido en el numeral 3.1.2.

#### 3.1.1 Base regulatoria de activos eléctricos

La base regulatoria de activos eléctricos de los OR se determina con base en la siguiente expresión:

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

Donde:

- $BRAE_{j,n,t}$ : Base regulatoria de activos eléctricos del nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t$ .
- $RC_{j,n,t}$ : Recuperación de capital reconocida para los activos remunerados en la base regulatoria del nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t$ , según lo establecido en el numeral 3.2

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

$BRAEN_{j,n,t}$ : Base regulatoria de activos eléctricos nuevos del nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t$ , según lo establecido en el los numerales 3.1.1.4 y 3.1.1.5

$BRAFO_{j,n,t}$ : Base regulatoria de activos eléctricos fuera de operación del nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t$ , según lo establecido en el numeral 3.1.1.6

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 al inicio del periodo tarifario,  $t-1 = 0$ , se determina de la siguiente forma:

$$BRAE_{j,n,0} = (CRI_{j,n} + CRIN_{j,n}) * FA_{j,n} * FI$$

Donde:

$BRAE_{j,n,0}$ : Base regulatoria de activos eléctricos de nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t-1 = 0$ .

$CRI_{j,n}$ : Valor implícito de los activos incluido en los cargos del nivel de tensión  $n$  aprobados al OR  $j$  en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008.

$CRIN_{j,n}$ : Costo de reposición de la inversión de activos del nivel de tensión  $n$ , puestos en operación entre enero de 2008 y la fecha de corte.

$FA_{j,n}$ : Factor de ajuste que considera la antigüedad y el cambio de modelo de remuneración de los activos del OR  $j$  en el nivel de tensión  $n$ , de acuerdo con lo establecido en el numeral 3.1.1.2.

$FI$ : Factor de indexación de los precios de diciembre de 2007 a la fecha de corte.

La variable  $CRI_{j,n}$  se calcula de la siguiente manera:

$$CRI_{j,n} = CAI_{j,n} * \frac{1 - (1 + r)^{-vup}}{r}$$

Donde:

$CRI_{j,n}$ : Valor implícito de los activos incluido en los cargos aprobados al OR  $j$  en el nivel de tensión  $n$ , en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008.

$CAI_{j,n}$ : Costo anual reconocido al OR  $j$  por los activos del nivel de tensión  $n$  en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

*r*: Tasa de retorno para la remuneración de las inversiones en el nivel de tensión *n* en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008. Este valor corresponde a 13 % para el nivel de tensión 4 y 13.9 % para los niveles de tensión 3 y 2.

*vup*: Vida útil ponderada de los activos del nivel de tensión *n* reconocidos en los cargos aprobados en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008. La ponderación se realiza con base en la valoración y la vida útil de las UC de la Resolución CREG 097 de 2008.

#### 3.1.1.1.1 Costo anual reconocido de los activos de nivel de tensión 4

$$CAI_{j,4} = CA_{j,4} - AOM_{j,4} - CAT_{j,4} - CAANE_{j,4}$$

Donde:

*CAI<sub>j,4</sub>*: Costo anual reconocido al OR *j* por los activos del nivel de tensión 4 en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008.

*CA<sub>j,4</sub>*: Costo anual por uso de los activos de nivel de tensión 4 aprobado al OR *j* en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008. Valor incluido en la resolución de aprobación de cargos de distribución.

*AOM<sub>j,4</sub>*: Gastos anuales de administración, operación y mantenimiento, asignables al nivel de tensión 4, aprobados al OR *j* en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008. Valor incluido en la resolución de aprobación de cargos de distribución.

*CAT<sub>j,4</sub>*: Costo anual de terrenos reconocido al OR *j* en el nivel de tensión 4 en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008. Valor incluido en el documento de soporte de la resolución de aprobación de cargos de distribución.

*CAANE<sub>j,4</sub>*: Costo anual reconocido al OR *j* de los activos del nivel de tensión 4 en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008. Valor incluido en el documento de soporte de la resolución de aprobación de cargos de distribución.

#### 3.1.1.1.2 Costo anual reconocido de los activos de nivel de tensión 3

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

Donde:

*CAI<sub>j,3</sub>*: Costo anual reconocido al OR *j* por los activos del nivel de tensión 3 en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

- $CD_{j,3}$ : Cargo máximo del nivel de tensión 3 aprobado al OR  $j$  en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008. Valor incluido en la resolución de aprobación de cargos de distribución.
- $Eu_{j,3}$ : Energía útil del nivel de tensión 3 utilizada para el cálculo del cargo máximo de nivel de tensión 3 del OR  $j$  en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008. Valor incluido en la resolución de aprobación de cargos de distribución.
- $AOM_{j,3}$ : Gastos anuales de administración, operación y mantenimiento, asignables al nivel de tensión 3, aprobados al OR  $j$  para el primer año de aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008. Valor incluido en la resolución de aprobación de cargos de distribución.
- $CAT_{j,3}$ : Costo anual de terrenos reconocido al OR  $j$  en el nivel de tensión 3 en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008. Valor incluido en el documento de soporte de la resolución de aprobación de cargos de distribución.
- $CAANE_{j,3}$ : Costo anual reconocido al OR  $j$  de los activos del nivel de tensión 3 en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008. Valor incluido en el documento de soporte de la resolución de aprobación de cargos de distribución.
- $O_{j,3}$ : Pago por el uso del SDL de otros OR reconocido en los cargos de nivel de tensión 3 del OR  $j$  en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008. Este valor será publicado por la Comisión en circular aparte.

### 3.1.1.1.3 Costo anual reconocido de los activos de nivel de tensión 2

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

Donde:

- $CAI_{j,2}$ : Costo anual reconocido al OR  $j$  por los activos del nivel de tensión 2 en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008.
- $CD_{j,2}$ : Cargo máximo del nivel de tensión 2 aprobado al OR  $j$  en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008. Valor incluido en la resolución de aprobación de cargos de distribución.
- $CD_{j,3-2}$ : Cargo unitario del nivel de tensión 3 que se remunera parcialmente en el nivel de tensión 2, aprobado en resolución particular al OR  $j$  en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008. Valor incluido en la resolución de aprobación de cargos de distribución.
- $Eu_{j,2}$ : Energía útil del nivel de tensión 2 utilizada para el cálculo del cargo máximo de nivel de tensión 2 del OR  $j$  en aplicación de la

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

metodología de la Resolución CREG 097 de 2008. Valor incluido en la resolución de aprobación de cargos de distribución.

$AOM_{j,2}$ : Gastos anuales de administración, operación y mantenimiento, asignables al nivel de tensión 2, aprobados al OR  $j$  para el primer año de aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008. Valor incluido en la resolución de aprobación de cargos de distribución.

$CAT_{j,2}$ : Costo anual de terrenos reconocido al OR  $j$  en el nivel de tensión 2 en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008. Valor incluido en el documento de soporte de la resolución de aprobación de cargos de distribución.

$CAANE_{j,2}$ : Costo anual reconocido al OR  $j$  de los activos del nivel de tensión 2 en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008. Valor incluido en el documento de soporte de la resolución de aprobación de cargos de distribución.

$O_{j,2}$ : Pago por el uso del SDL de otros OR reconocido en los cargos de nivel de tensión 2 del OR  $j$  en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008. Este valor será publicado por la Comisión en circular aparte.

#### **3.1.1.1.4 Costo anual reconocido de los activos de nivel de tensión 1**

$$CAI_{j,1} = CDI_{j,1} * (V_{j,1} + PNT_{j,nr})$$

Donde:

$CAI_{j,1}$ : Costo anual reconocido al OR  $j$  por los activos del nivel de tensión 1 en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008.

$CDI_{j,1}$ : Cargo máximo por concepto de inversiones del nivel de tensión 1 aprobado al OR  $j$  en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008. Valor incluido en la resolución de aprobación de cargos de distribución.

$V_{j,1}$ : Ventas anuales de energía en el nivel de tensión 1, utilizadas para el cálculo del cargo máximo de inversión del nivel de tensión 1 del OR  $j$ , en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008. Valor incluido en la resolución de aprobación de cargos de distribución.

$PNT_{j,nr}$ : Pérdidas no técnicas no reconocidas, utilizadas para el cálculo del cargo máximo de inversión del nivel de tensión 1 del OR  $j$ , en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008. Valor incluido en la resolución de aprobación de cargos de distribución.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

### 3.1.1.1.5 Costo de reposición de la inversión de activos nuevos en los niveles de tensión 4, 3 y 2

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

$$CRIN_{j,n} = \sum_{i=1}^{NR_{j,n}} CR_i * PU_{j,i} * (1 - RPP_i)$$

Donde:

$NR_{j,n}$ : Número total de UC del nivel de tensión  $n$ , reportadas por el OR a la Comisión en cumplimiento del artículo 18 de la Resolución CREG 097 de 2008. Incluye las UC reportadas, que entraron en operación en el periodo 2008 - 2014, clasificadas en las categorías expansión, calidad del servicio y pérdidas.

$CR_i$ : Valor de la UC  $i$ , definido en el capítulo 15.

$PU_{j,i}$ : Porcentaje del costo total de la UC  $i$  que es remunerado vía cargos por uso al OR  $j$ .

$RPP_i$ : Fracción que no se debe incluir en el cálculo de la tarifa de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 87.9 de la Ley 142 de 1994, el cual a su vez fue modificado por el artículo 99 de la Ley 1450 de 2011.

Para el nivel de tensión 4, el valor de la variable  $CRIN_{j,n}$  es igual a cero.

### 3.1.1.1.6 Costo de reposición de la inversión de activos nuevos en el nivel de tensión 1

La variable  $CRIN_{j,1}$  se calcula de la siguiente manera:

$$CRIN_{j,1} = TN_j * \sum_{h=1}^H Inv_{H,j,h} * W_{j,h}$$

Donde:

$TN_j$ : Nuevos transformadores de distribución, del OR  $j$ , en el nivel de tensión 1. Corresponde al número de transformadores de distribución puestos en operación entre enero de 2008 y la fecha de corte y reportados al SUI. No se incluyen los transformadores construidos con recursos públicos, no se incluyen los transformadores de conexión que atiendan a un usuario, no se incluyen los transformadores exclusivos de alumbrado público.

$H$ : Número de estratos de la muestra del OR  $j$ , que sirvió de base para la definición del  $CRI_{j,1}$  aprobado en resolución particular en aplicación de la Resolución CREG 097 de 2008.

ES

AG

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

$Inv_{j,h}$ : Inversión media por circuito, transformador más red secundaria, estimada en el nivel de tensión 1, para el estrato  $h$ , de la muestra del OR  $j$ , que sirvió de base para la definición del  $CRI_{j,1}$  aprobado en resolución particular en aplicación de la Resolución CREG 097 de 2008.

$W_{j,h}$ : Ponderación del estrato  $h$  de la muestra del OR  $j$ , que sirvió de base para la definición del  $CRI_{j,1}$  aprobado en resolución particular en aplicación de la Resolución CREG 097 de 2008.

La Comisión publicará en circular aparte el valor de las variables  $H$ ,  $InvH_{j,h}$  y  $W_{j,h}$  de todos los OR.

### 3.1.1.2 Factor de ajuste de la BRA inicial de activos de niveles de tensión 4, 3 y 2

En la Tabla 1 se presenta el factor de ajuste de la BRA inicial de los activos de los niveles de tensión 4, 3 y 2.

Tabla 1 Factor de ajuste de activos

ANTIGÜEDAD PROMEDIO [AÑOS]	FACTOR AJUSTE, $FA_{j,n}$	ANTIGÜEDAD PROMEDIO [AÑOS]	FACTOR AJUSTE, $FA_{j,n}$
0	1,000	18	0,862
1	0,997	19	0,843
2	0,994	20	0,823
3	0,991	21	0,800
4	0,988	22	0,774
5	0,984	23	0,746
6	0,979	24	0,714
7	0,974	25	0,678
8	0,969	26	0,639
9	0,962	27	0,595
10	0,955	28	0,545
11	0,948	29	0,490
12	0,939	30	0,429
13	0,929	31	0,361
14	0,919	32	0,285
15	0,907	33	0,200
16	0,893	34	0,105
17	0,879	35	0,000

La antigüedad promedio ponderada corresponde a la antigüedad de la totalidad de los activos de cada nivel de tensión, ponderada por la valoración obtenida con las UC definidas en el capítulo 15.

A cada nivel de antigüedad promedio ponderada se le asocia un factor de ajuste de la BRA inicial, el cual considera la antigüedad media de los activos y el ajuste por cambio de modelo de remuneración.

Los OR deben entregar un estudio en el cual se determine la antigüedad promedio ponderada de los activos de su sistema para cada nivel de tensión.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

Los lineamientos y metodologías para la definición de esta variable serán publicados en circular aparte.

En caso que el OR no presente el estudio, o mientras lo presenta, el valor de referencia utilizado es 23 años de antigüedad promedio ponderada.

**3.1.1.3 Factor de ajuste de la BRA inicial de activos nivel de tensión 1**

En la Tabla 2 se presenta el factor de ajuste de la BRA inicial de los activos de nivel de tensión 1.

Tabla 2 Factor de ajuste de activos de nivel de tensión 1

ANTIGÜEDAD PROMEDIO [AÑOS]	FACTOR AJUSTE, FA <sub>i,1</sub>	ANTIGÜEDAD PROMEDIO [AÑOS]	FACTOR AJUSTE, FA <sub>i,1</sub>
0	1,000	13	0,781
1	0,992	14	0,747
2	0,983	15	0,710
3	0,973	16	0,669
4	0,962	17	0,622
5	0,949	18	0,571
6	0,935	19	0,513
7	0,920	20	0,449
8	0,902	21	0,378
9	0,883	22	0,298
10	0,861	23	0,209
11	0,837	24	0,110
12	0,810	25	0,000

La antigüedad promedio ponderada corresponde a la antigüedad de la totalidad de los activos de este nivel de tensión, ponderada por la valoración obtenida con los valores definidos en el capítulo 15.

A cada nivel de antigüedad promedio ponderada se le asocia un factor de ajuste de la BRA inicial, el cual considera la antigüedad media de los activos y el ajuste por cambio de modelo de remuneración.

Los OR deben entregar un estudio en el cual se determine la antigüedad promedio ponderada de los activos de su sistema en este nivel de tensión. Los lineamientos y metodologías para la definición de esta variable serán publicados en circular aparte.

En caso que el OR no presente el estudio o mientras lo presenta, el valor de referencia utilizado es 15 años de antigüedad promedio ponderada.

**3.1.1.4 Base regulatoria de activos eléctricos nuevos para empresas con plan de inversiones aprobado**

La base regulatoria de activos nuevos para las empresas a las que se les aprueba el plan de inversiones se calcula de la siguiente manera:

$$BRAEN_{j,n,t} = IE_{j,n,t} + IR_{j,n,t} + IC_{j,n,t} + IP_{j,n,t} + IRT_{j,n,t}$$

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

Donde:

- $IE_{j,n,t}$ : Inversiones en expansión de activos en el nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t$ .
- $IR_{j,n,t}$ : Inversiones en reposición de activos en el nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t$ .
- $IC_{j,n,t}$ : Inversiones en mejoramiento de la calidad del servicio en el nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t$ .
- $IP_{j,n,t}$ : Inversiones en programas de gestión de pérdidas en el nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t$ .
- $IRT_{j,n,t}$ : Inversiones en programas de renovación tecnológica en el nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t$ .

#### 3.1.1.4.1 Plan de inversiones en expansión

El valor correspondiente a las inversiones en expansión de activos se establece de la siguiente forma:

$$IE_{j,n,t} = IAE_{j,n,t} - IAE_{j,n,t-1} + IEE_{j,n,t-1}$$

Donde:

- $IE_{j,n,t}$ : Inversiones en expansión de activos en el nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t$ .
- $IAE_{j,n,t}$ : Inversiones en expansión de activos aprobadas para el nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t$ . Valor aprobado según lo establecido en el capítulo 7.
- $IAE_{j,n,t-1}$ : Inversiones en expansión de activos aprobadas para el nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t-1$ . Para el primer año del periodo tarifario este valor es igual a cero.
- $IEE_{j,n,t-1}$ : Inversiones en expansión de activos ejecutadas para el nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t-1$ . Para el primer año del periodo tarifario este valor es igual a cero.

La variable  $IEE_{j,n,t-1}$  puede tomar un valor hasta de 1,03 veces el valor aprobado para el año  $t-1$ .

#### 3.1.1.4.2 Plan de inversiones en reposición

El valor correspondiente a las inversiones en reposición de activos se establece de la siguiente forma:

$$IR_{j,n,t} = IAR_{j,n,t} - IAR_{j,n,t-1} + IER_{j,n,t-1}$$

Donde:

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

$IR_{j,n,t}$ : Inversiones en reposición de activos en el nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t$ .

$IAR_{j,n,t}$ : Inversiones en reposición de activos aprobadas para el nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t$ . Valor aprobado según lo establecido en el capítulo 7.

$IAR_{j,n,t-1}$ : Inversiones en reposición de activos aprobadas para el nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t-1$ . Para el primer año del periodo tarifario este valor es igual a cero.

$IER_{j,n,t-1}$ : Inversiones en reposición de activos ejecutadas para el nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t-1$ . Para el primer año del periodo tarifario este valor es igual a cero.

La variable  $IER_{j,n,t-1}$  puede tomar un valor hasta de 1,03 veces el valor aprobado para el año  $t-1$ .

#### 3.1.1.4.3 Plan de inversiones en calidad del servicio

El valor correspondiente a las inversiones en calidad del servicio se establece de la siguiente forma:

$$IC_{j,n,t} = IAC_{j,n,t} - IAC_{j,n,t-1} + IEC_{j,n,t-1}$$

Donde:

$IC_{j,n,t}$ : Inversiones en calidad del servicio en el nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t$ .

$IAC_{j,n,t}$ : Inversiones en calidad del servicio aprobadas para el nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t$ . Valor aprobado según lo establecido en el capítulo 7.

$IAC_{j,n,t-1}$ : Inversiones en calidad del servicio aprobadas para el nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t-1$ . Para el primer año del periodo tarifario este valor es igual a cero.

$IEC_{j,n,t-1}$ : Inversiones en calidad del servicio ejecutadas para el nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t-1$ . Para el primer año del periodo tarifario este valor es igual a cero.

La variable  $IEC_{j,n,t-1}$  puede tomar un valor hasta de 1,03 veces el valor aprobado para el año  $t-1$ .

#### 3.1.1.4.4 Plan de inversiones en reducción de pérdidas

El valor correspondiente a las inversiones en reducción de pérdidas se establece de la siguiente forma:

$$IP_{j,n,t} = IAP_{j,n,t} - IAP_{j,n,t-1} + IEP_{j,n,t-1}$$

ff

46

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

Donde:

$IP_{j,n,t}$ : Inversiones en reducción de pérdidas en el nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t$ .

$IAP_{j,n,t}$ : Inversiones en reducción de pérdidas aprobadas para el nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t$ . Valor aprobado según lo establecido en el capítulo 7.

$IAP_{j,n,t-1}$ : Inversiones en reducción de pérdidas aprobadas para el nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t-1$ . Para el primer año del periodo tarifario este valor es igual a cero.

$IEP_{j,n,t-1}$ : Inversiones en reducción de pérdidas ejecutadas para el nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t-1$ . Para el primer año del periodo tarifario este valor es igual a cero.

La variable  $IEP_{j,n,t-1}$  puede tomar un valor hasta de 1,03 veces el valor aprobado para el año  $t-1$ .

#### 3.1.1.4.5 Plan de inversiones en tecnología

El valor correspondiente a las inversiones en tecnología se establece de la siguiente forma:

$$IT_{j,n,t} = IATEC_{j,n,t} - IATEC_{j,n,t-1} + IET_{j,n,t-1}$$

Donde:

$IT_{j,n,t}$ : Inversiones en tecnología en el nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t$ .

$IATEC_{j,n,t}$ : Inversiones en tecnología aprobadas para el nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t$ . Valor aprobado según lo establecido en el capítulo 7.

$IATEC_{j,n,t-1}$ : Inversiones en tecnología aprobadas para el nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t-1$ . Para el primer año del periodo tarifario este valor es igual a cero.

$IET_{j,n,t-1}$ : Inversiones en tecnología ejecutadas para el nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t-1$ . Para el primer año del periodo tarifario este valor es igual a cero.

La variable  $IET_{j,n,t-1}$  puede tomar un valor hasta de 1,03 veces el valor aprobado para el año  $t-1$ .

#### 3.1.1.5 Base regulatoria de activos eléctricos nuevos para empresas sin plan de inversiones aprobado

La base regulatoria de activos nuevos para las empresas a las que no se les aprueba el plan de inversiones o que no lo presenten en la fecha indicada se calcula de la siguiente manera:

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

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

Donde:

$BRAE_{j,n,0}$ : Base regulatoria inicial de activos eléctricos en el nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t$ .

$PIH_{j,n}$ : Porcentaje de inversiones de referencia en el nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ .

Corresponde al mínimo entre 1 % y el porcentaje promedio de inversiones realizadas por la empresa durante el periodo 2008 – 2012, calculado con base en la información reportada por las empresas a la Comisión en cumplimiento de lo establecido en el artículo 18 de la Resolución CREG 097 de 2008.

En caso que la empresa no haya realizado el reporte de la información a la CREG se empleará el menor valor obtenido con los OR que reportaron información.

### 3.1.1.6 Activos fuera de operación

En concordancia con los planes de reposición de activos, los OR deberán presentar la relación de activos incluidos en la base regulatoria inicial de activos que quedará fuera de operación durante cada año del periodo tarifario.

Los activos que quedarán fuera de servicio deben estar asimilados a unidades constructivas y se debe señalar las causas de la salida de operación:

- reemplazo por antigüedad.
- reemplazo por ampliación de la capacidad del activo.
- reemplazo por renovación tecnológica.
- reemplazo por otras causas, indicando la causa.

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

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

Donde:

$BRAFO_{j,n,t}$ : Base regulatoria de activos eléctricos fuera de operación del nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t$ .

$NFO_{j,n,t}$ : Número total de UC del nivel de tensión  $n$ , incluidas en la base regulatoria inicial de activos del OR  $j$ , que salen de operación en el año  $t$ .

GF

GH

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

$BRAR_{i,j,n}$ : Valor de la UC  $i$  reconocido en la base regulatoria inicial de activos eléctricos de nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ .

$RC_{i,j,n}$ : Recuperación de capital de la UC  $i$  incluida en la base regulatoria inicial de activos eléctricos del nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ .

La variable  $BRAR_{i,j,n}$  se calcula de la siguiente manera:

$$BRAR_{i,j,n} = CR_i * PU_i * (1 - RPP_i) * FA_{j,n}$$

Donde:

$CR_i$ : Valor de la UC  $i$ , definido en el capítulo 15.

$PU_i$ : Porcentaje de uso, porcentaje del costo total de la UC  $i$  incluido en la base regulatoria inicial de activos.

$RPP_i$ : Fracción de la UC  $i$  no incluida en la base regulatoria de activos de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 87.9 de la Ley 142 de 1994.

$FA_{j,n}$ : Factor de ajuste que considera la antigüedad y el cambio de modelo de remuneración de los activos del OR  $j$  en el nivel de tensión  $n$ , de acuerdo con lo establecido en los numerales 3.1.1.2 y 3.1.1.3

La variable  $RC_{i,j,n}$  se calcula de la siguiente manera:

$$RC_{i,j,n} = BRAR_{i,j,n} * \frac{t}{VUR_j}$$

Donde:

$BRAR_{i,j,n}$ : Valor de la UC  $i$  reconocido en la base regulatoria inicial de activos eléctricos de nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ .

$t$ : Años transcurridos desde la aplicación de la presente resolución, para el primer año este valor corresponde a 1, el valor máximo de  $t$  es igual a  $VUR_j$ .

$VUR_j$ : Vida útil remanente para los activos incluidos en la base regulatoria inicial de activos del OR  $j$ .

La variable vida útil remanente se calcula de la siguiente manera:

$$VUR_{j,n} = VURN_n - APP_{j,n}$$

Donde:

$VURN_n$ : Vida útil regulatoria aplicada a los activos nuevos. Para activos de nivel de tensión 1 es igual a 35 años y para activos de los niveles de tensión 4, 3 y 2 es igual a 45 años.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

$APP_{j,n}$ : Antigüedad promedio ponderada, por participación en la valoración de la  $BRA$  inicial, de los activos del OR  $j$ , en el nivel de tensión  $n$ , calculada con base en la vida útil de las UC señalada en el capítulo 15.

### 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 expresión:

$$BRANE_{j,n,t} = NE * (BRAE_{j,n,t} + BRAEN_{j,n,t})$$

Donde:

$BRANE_{j,n,t}$ : Base regulatoria de activos no eléctricos del nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t$ .

$NE$ : Fracción de la base regulatoria de activos eléctricos, que se reconoce como activos no eléctricos, es igual a 0,02.

$BRAE_{j,n,t}$ : Base regulatoria de activos eléctricos del nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t$ .

$BRAEN_{j,n,t}$ : Base regulatoria de activos eléctricos nuevos del nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t$ .

### 3.2 RECUPERACIÓN DE CAPITAL RECONOCIDA

La recuperación de capital reconocida para los activos remunerados en la base regulatoria de activos se calcula de la siguiente manera:

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

Donde:

$RC_{j,n,t}$ : Recuperación de capital reconocida para los activos remunerados en la base regulatoria del nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t$ .

$RCBIA_{j,n,t}$ : Recuperación de capital reconocida para los activos incluidos en la base regulatoria inicial de activos del nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t$ .

$RCNA_{j,n,t}$ : Recuperación de capital reconocida para los activos que entraron en operación a partir de la fecha de corte, en el nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t$ .

#### 3.2.1 Recuperación de capital de activos de la BRA inicial

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

$$RCBIA_{j,n,t} = \frac{BRAE_{j,n,0}}{VUR_{j,n}}$$

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten signature]*

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

Donde:

$BRAE_{j,n,0}$ : Base regulatoria de activos eléctricos del nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t = 0$

$VU_{rj}$ : Vida útil remanente para los activos incluidos en la base regulatoria inicial de activos del OR  $j$ .

La variable vida útil remanente se calcula de la siguiente manera:

$$VU_{rj,n} = VURN_n - APP_{j,n}$$

Donde:

$VURN_n$ : Vida útil regulatoria aplicada a los activos nuevos. Para activos de nivel de tensión 1 es igual a 35 años y para activos de los niveles de tensión 4, 3 y 2 es igual a 45 años.

$APP_{j,n}$ : Antigüedad promedio ponderada, por participación en la valoración de la  $BRA$  inicial, de los activos del OR  $j$ , en el nivel de tensión  $n$ , calculada con base en la vida útil de las UC señalada en el capítulo 15.

### 3.2.2 Recuperación de capital de activos nuevos

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

$$RCNA_{j,n,t} = \frac{\sum_{t=1}^T BRAEN_{j,n,t}}{VURN_n}$$

Donde:

$T$ : Años de aplicación de la metodología definida en esta resolución.

$BRAEN_{j,n,t}$ : Base regulatoria de activos eléctricos nuevos del nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t$ .

$VURN_n$ : Vida útil regulatoria aplicada a los activos nuevos. Para activos de nivel de tensión 1 es igual a 35 años y para activos de los niveles de tensión 4, 3 y 2 es igual a 45 años.

### 3.3 BASE REGULATORIA DE TERRENOS

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

Donde:

$BRT_{j,n,t}$ : Base regulatoria de terrenos del nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t$ .

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

- $R$ : Porcentaje anual reconocido sobre del valor de los terrenos, es igual a 6,9 %.
- $NS_{j,n}$ : Número total de UC de subestaciones del nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , para el año  $t$ , sobre las cuales se reconocen áreas de terrenos.
- $AT_i$ : Área típica reconocida a la UC  $i$  en  $m^2$ , 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 OR  $j$ .
- $RPP_{j,i}$ : Fracción que no se debe incluir en el cálculo de la tarifa de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 87.9 de la Ley 142 de 1994.
- $VCT_i$ : Valor catastral del terreno correspondiente a la subestación en la cual se encuentra la UC  $i$ , en  $\$/m^2$  de la fecha de corte.



Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

#### **CAPITULO 4. INGRESO ANUAL POR GASTOS DE AOM, IAAOM.**

En este capítulo se establece la metodología para definir el valor de gastos de AOM a reconocer a cada OR durante cada uno de los años del periodo tarifario. Dentro de los costos y gastos AOM a reconocer en la actividad de distribución de energía eléctrica no deben incluirse valores que correspondan con los siguientes conceptos, sin perjuicio que 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.
- f. asociados con las inversiones requeridas para la reposición de activos.

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

$$IAAOM_{j,n,t} = AOMbase_{j,n,t} + AOMNI_{j,n,t}$$

$IAAOM_{j,n,t}$ : Ingreso anual por concepto de AOM del OR  $j$ , para el año  $t$  en el nivel de tensión  $n$ , expresado en pesos de la fecha de corte.

$AOMbase_{j,n,t}$ : Valor del AOM base del OR  $j$ , para el año  $t$  en el nivel de tensión  $n$ , calculado de acuerdo con lo previsto en el numeral 4.1, expresado en pesos de la fecha de corte.

$AOMNI_{j,n,t}$ : Valor del AOM para nuevas inversiones, diferentes a reposición, del OR  $j$ , para el año  $t$  en el nivel de tensión  $n$ , calculado de acuerdo con lo previsto en el numeral 4.2, expresado en pesos de la fecha de corte.

Para el cálculo del valor anual de AOM, primero se obtendrá uno inicial a partir de los valores de AOM remunerado y de AOM demostrado de cada operador de red, durante los años 2009 a 2013, el cual se comparará con el resultado de la aplicación de modelos de eficiencia para determinar el valor de AOM a reconocer. Dichos valores se calcularán como se muestra a continuación.

#### **4.1 AOM A RECONOCER**

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

$$AOMOB_j = fe_j * (AOMD_{j,09-13} - AOMP_j) * \frac{IPP_{fc}}{IPP_{2013}}$$

Si  $AOMOB_j$  es superior o igual al  $AOMINI_j$ :

$$AOMbase_{j,t} = AOMOB_j$$

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

En caso contrario, es decir si  $AOMOB_j$  es inferior al  $AOMINI_j$ :

$$AOMbase_{j,t} = AOMINI_j - \frac{1}{5} * t * (AOMINI_j - AOMOB_j)$$

Donde:

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

$fe_j$ : Factor de eficiencia del OR  $j$  obtenido de los modelos de eficiencia que se establezcan para los gastos de AOM en la actividad de distribución.

$AOMD_{j,09-13}$ : Valor del AOM demostrado por el OR  $j$ , calculado de acuerdo con lo previsto en el numeral 4.1.1.

$AOMbase_{j,t}$ : Valor del AOM base para el OR  $j$ , para el año  $t$ , 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 acuerdo con lo previsto en el numeral 4.1.3.

$AOMP_j$ : Valor del AOM destinado a los programas de reducción o mantenimiento de pérdidas del OR  $j$ . Equivale al promedio de los valores reportados para los años 2009 a 2013, expresados en pesos de diciembre de 2013.

$IPP_{fc}$ : Índice de precios al productor en la fecha de corte.

$IPP_{2013}$ : Índice de precios al productor de diciembre de 2013.

$t$ : Variable que cuenta el número de años de aplicación de esta metodología. Es igual a 1 para el año en el que se inicia la aplicación de esta metodología.

#### 4.1.1 AOM demostrado

Para calcular el valor de AOM demostrado,  $AOMD_{j,09-13}$ , a cada OR se obtiene:

- El valor de AOM demostrado para cada año desde 2009 a 2013, calculado conforme a lo establecido en la Resolución CREG 097 de 2008, actualizado con la variación del IPP desde diciembre del respectivo año hasta diciembre de 2013.
- A partir de los valores actualizados se obtiene un promedio aritmético de ellos que corresponderá al AOM demostrado,  $AOMD_{j,09-13}$ .

#### 4.1.2 AOM remunerado

Para calcular el valor de AOM remunerado,  $AOMR_{j,09-13}$ , a cada OR se obtiene:

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

- a. El porcentaje de AOM a reconocer para el año 2009, establecido en la resolución particular de cada OR de acuerdo con la Resolución CREG 097 de 2008.
- b. El porcentaje de AOM a reconocer para cada uno de los años desde 2010 a 2013, calculado conforme a lo establecido en la Resolución CREG 097 de 2008. El OR deberá anexar en su solicitud la evidencia de que este porcentaje fue comunicado a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y a los comercializadores que atienden usuarios en su mercado de comercialización, con la oportunidad establecida en la regulación.
- c. La suma de los  $CRI_{j,n}$  aprobados a cada OR en su respectiva resolución particular, actualizado con la variación del IPP hasta diciembre de 2008.
- d. La suma de los valores  $CRI_{j,n}$  utilizados por cada OR para calcular el porcentaje de AOM demostrado para cada uno de los años desde 2009 a 2012, actualizado con la variación del IPP hasta diciembre del año para el que se calcula el AOM demostrado.
- e. Para el año 2009 se calcula el AOM remunerado multiplicando el porcentaje de AOM a reconocer, señalado en el literal a. de este aparte, por la suma de los valores  $CRI_{j,n}$  del año 2008, señalada en el literal c. de este aparte. En forma análoga, para los años de 2010 a 2013 se calcula el AOM remunerado multiplicando el respectivo porcentaje de AOM a reconocer, señalado en el literal b. de este aparte, por el valor  $CRI_{j,n}$ , señalado en el literal e. de este aparte.
- f. Los valores remunerados, calculados en el literal anterior, se actualizan con la variación del IPP desde diciembre del respectivo año hasta diciembre de 2013. El promedio aritmético de estos valores actualizados corresponde al AOM remunerado,  $AOMR_{j,09-13}$ .

#### 4.1.3 AOM inicial

El valor de AOM inicial se calcula así:

$$AOMINI_j = \left\{ \min \left( 6,8 \% * CRI_{j,2013}, \frac{AOMD_{j,09-13} + AOMR_{j,09-13}}{2} \right) - AOMP_j \right\} * \frac{IPP_{fc}}{IPP_{2013}}$$

Donde:

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

$AOMD_{j,09-13}$ : Valor del AOM demostrado por el OR  $j$ , calculado de acuerdo con lo previsto en el numeral 4.1.1.

$AOMR_{j,09-13}$ : Valor del AOM remunerado al OR  $j$ , calculado de acuerdo con lo previsto en el numeral 4.1.2.

$CRI_{j,2013}$ : Suma de los valores de reposición de la inversión de cada nivel de tensión del OR  $j$  utilizada para calcular el  $PAOMD_{j,2013}$ , de acuerdo

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

con lo señalado en el numeral 10.3 del anexo general de la Resolución CREG 097 de 2008.

*AOMP<sub>j</sub>*: Valor del AOM destinado a los programas de reducción o mantenimiento de pérdidas del OR *j*. Equivale al promedio de los valores reportados para los años 2009 a 2013, expresados en pesos de diciembre de 2013.

*IPP<sub>fc</sub>*: Índice de precios al productor en la fecha de corte.

*IPP<sub>2013</sub>*: Índice de precios al productor de diciembre de 2013.

#### 4.1.4 AOM por niveles de tensión

El valor del AOM eficiente para cada nivel de tensión se calcula así:

$$AOMbase_{j,n,t} = AOMbase_{j,t} * \frac{BRAE_{j,n,0}}{\sum_{n=1}^4 BRAE_{j,n,0}}$$

*AOMbase<sub>j,n,t</sub>*: Valor del AOM base del OR *j*, para el nivel de tensión *n* durante el año *t*, expresado en pesos de la fecha de corte.

*AOMbase<sub>j,t</sub>*: Valor del AOM base del OR *j*, para el año *t*, expresado en pesos de la fecha de corte.

*BRAE<sub>j,n,0</sub>*: Base regulatoria de activos eléctricos para cada nivel de tensión *n*, del OR *j*, en el año  $t-1 = 0$ , calculada de acuerdo con lo previsto en el numeral 3.1.1

#### 4.2 VALOR DE AOM PARA NUEVAS INVERSIONES

Para las nuevas inversiones, diferentes a reposición, se reconoce un el valor anual de AOM así:

$$AOMNI_{j,n,t} = 2\% * VACNI_{j,n,t} \quad \text{para } n = 4 \text{ o } 3$$

$$AOMNI_{j,n,t} = 4\% * VACNI_{j,n,t} \quad \text{para } n = 2 \text{ o } 1$$

*AOMNI<sub>j,n,t</sub>*: Valor del AOM para las nuevas inversiones en el nivel de tensión *n* del OR *j*, expresado en pesos de la fecha de corte.

*VACNI<sub>j,n,t</sub>*: Valor acumulado hasta el año *t* de las nuevas inversiones en el nivel de tensión *n*, diferentes a reposición, para el OR *j*, expresado en pesos de la fecha de corte.

#### 4.3 VERIFICACIÓN DEL VALOR ANUAL DE AOM

Con el propósito de verificar la información de AOM, los OR deberán reportarla cada año adjuntado un concepto por parte de una firma auditora.

El informe que entregue el auditor sobre la verificación de la información de AOM debe incluir, entre otros, el formulario debidamente diligenciado y su

EB

FA

AG

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

concepto de visto bueno o de salvedad sobre la información entregada por el OR.

Los OR deben entregar a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, a más tardar el 30 de abril de cada año, la información de AOM del año anterior junto con el informe del auditor contratado y la información adicional que se señala en esta resolución. La información presentada después de esta fecha se considerará como no entregada.

Si una empresa no entrega la información de AOM en las condiciones previstas en esta resolución, deberá aplicar una disminución del cinco por ciento (5,0 %) al ingreso anual de AOM previsto para el año que no entrega la información.

*Handwritten initials*

*Handwritten initials*

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

### CAPITULO 5. INGRESO ANUAL POR INCENTIVOS, IAINC

Los ingresos obtenidos por incentivos a la eficiencia en inversiones y gastos y mejora en la calidad del servicio se calculan con base en la siguiente expresión:

$$IAINC_{j,n,t} = INCINV_{j,n,t} + INCAOM_{j,n,t} + INCCS_{j,n,t}$$

Donde:

$IAINC_{j,n,t}$ : Ingreso anual por incentivos del nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t$ .

$INCINV_{j,n,t}$ : Ingreso anual por incentivos asociados con la eficiencia en las inversiones del nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t$ , según lo establecido en el numeral 5.1.

$INCAOM_{j,n,t}$ : Ingreso anual por incentivos asociados con la eficiencia en AOM del nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t$ , según lo establecido en el numeral 5.2.

$INCCS_{j,n,t}$ : Ingreso anual por incentivos asociados con la calidad del servicio del nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t$ , según lo establecido en el numeral 5.3.

#### 5.1 INCENTIVOS POR EFICIENCIA EN INVERSIONES

Los incentivos asociados con la eficiencia en la ejecución de los planes de inversión solamente aplican para los OR que cuenten con un plan de inversiones aprobado por la Comisión y se calcula de la siguiente manera:

$$INCINV_{j,n,t} = INVR_{j,n,t-1} * INCIA_{j,n,t-1}$$

Donde:

$INCINV_{j,n,t}$ : Ingreso anual por incentivos asociados con la eficiencia en las inversiones del nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t$ .

$INVR_{j,n,t-1}$ : Inversiones de referencia del OR  $j$ , en el nivel de tensión  $n$ , para el año  $t-1$ , valor en pesos de la fecha de corte.

$INCIA_{j,n,t-1}$ : Incentivo por eficiencia en inversiones alcanzado en el año  $t-1$ .

##### 5.1.1 Inversiones de referencia

La inversión de referencia,  $INVR_{j,n,t}$  se calcula de la siguiente manera:

$$INVR_{j,n,t} = IE_{j,n,t} + IR_{j,n,t} + IC_{j,n,t} + IP_{j,n,t}$$

Donde:

$IE_{j,n,t}$ : Inversiones en expansión de activos en el nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t$ , corresponde al valor de los proyectos de expansión valorados con las UC definidas en el capítulo 14.

ES

26

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

- $IR_{j,n,t}$ : Inversiones en reposición de activos en el nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t$ , corresponde al valor de los proyectos de reposición valorados con las UC definidas en el capítulo 14.
- $IC_{j,n,t}$ : Inversiones en mejoramiento de la calidad del servicio en el nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t$ , corresponde al valor de los proyectos de calidad del servicio valorados con las UC definidas en el capítulo 14.
- $IP_{j,n,t}$ : Inversiones en programas de gestión de pérdidas en el nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t$ , corresponde al valor de los proyectos de gestión de pérdidas valorados con las UC definidas en el capítulo 14.

### 5.1.2 Incentivo por eficiencia en inversiones alcanzado

El incentivo por eficiencia en inversiones alcanzado,  $INCA_{j,n,t}$ , se calcula de la siguiente manera:

$$INCA_{j,n,t} = \frac{109,15 - 1,85 * NIE_{j,n,t} + 0,015 * NIOR_{j,n,t} * NIE_{j,n,t} - 0,0075 * NIOR_{j,n,t}^2 + IAI_{j,n,t}}{100}$$

Donde:

$NIE_{j,n,t}$ : Nivel de inversiones ejecutadas durante el año  $t-1$ , calculado según el numeral 5.1.2.2.

$NIOR_{j,n,t}$ : Nivel de inversiones declarado por el OR para el año  $t-1$ , calculado según el numeral 5.1.2.1.

$IAI_{j,n,t}$ : Incentivo de información que de acuerdo con el nivel de inversiones declarado y el nivel de inversiones ejecutado toma los siguientes valores:

Si  $NIOR_{j,n,t}$  y  $NIE_{j,n,t} \leq 100 \%$ , entonces IAI es 0.85

Si  $NIOR_{j,n,t} > 100 \%$  y  $NIE_{j,n,t} \leq 100 \%$ , entonces IAI es 0.425

Si  $NIE_{j,n,t} > 100 \%$ , entonces IAI es 0

Para el primer año del periodo tarifario el incentivo por eficiencia en inversiones es igual a cero.

#### 5.1.2.1 Nivel declarado de inversiones del OR

El nivel de inversiones del OR se calcula con base en la siguiente expresión:

$$NIOR_{j,n,t} = \frac{INVOR_{j,n,t}}{INVR_{j,n,t}} * 100$$

Donde:

*AS*

*11*

*AK*

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

$INVOR_{j,n,t}$ : Inversiones declaradas por el OR  $j$  en el nivel de tensión  $n$ , para el año  $t$ , valor en pesos de la fecha de corte.

$INVR_{j,n,t}$ : Inversiones de referencia del OR  $j$ , en el nivel de tensión  $n$ , para el año  $t$ , valor en pesos de la fecha de corte, según el numeral 5.1

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

$$INVOR_{j,n,t} = IEOR_{j,n,t} + IROR_{j,n,t} + ICOR_{j,n,t} + IPOR_{j,n,t}$$

Donde:

$IEOR_{j,n,t}$ : Inversiones en expansión de activos en el nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t$ , corresponde al valor de los proyectos de expansión con la valoración del OR.

$IROR_{j,n,t}$ : Inversiones en reposición de activos en el nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t$ , corresponde al valor de los proyectos de reposición con la valoración del OR.

$ICOR_{j,n,t}$ : Inversiones en mejoramiento de la calidad del servicio en el nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t$ , corresponde al valor de los proyectos de calidad del servicio con la valoración del OR.

$IPOR_{j,n,t}$ : Inversiones en programas de gestión de pérdidas en el nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t$ , corresponde al valor de los proyectos de gestión de pérdidas con la valoración del OR.

### 5.1.2.2 Nivel de inversiones ejecutadas

El nivel de inversiones ejecutadas,  $NIE_{j,n,t}$ , por el OR durante el año  $t$  se calcula de la siguiente manera:

$$NIE_{j,n,t} = \frac{INVE_{j,n,t}}{INVR_{j,n,t}} * 100$$

Donde:

$INVE_{j,n,t}$ : Inversiones ejecutadas por el OR  $j$ , en el nivel de tensión  $n$  durante el año  $t$ , valor en pesos de la fecha de corte.

$INVR_{j,n,t}$ : Inversiones de referencia del OR  $j$ , en el nivel de tensión  $n$ , para el año  $t$ , valor en pesos de la fecha de corte.

Como soporte de las inversiones ejecutadas, el OR deberá presentar un informe en el cual se relacione el valor ejecutado para cada uno de los proyectos del plan de inversiones aprobado, este informe debe incluir los soportes de ejecución y la relación de las cuentas del PUC y de la contabilidad de las empresas en las cuales se incluyen estas inversiones.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

## 5.2 INCENTIVOS POR EFICIENCIA EN AOM

Los incentivos asociados con la eficiencia en los gastos de administración, operación y mantenimiento aplican para los OR que cuenten con un plan de inversiones aprobado por la Comisión y se calcula de la siguiente manera:

$$INCAOM_{j,n,t} = AOMR_{j,n,t-1} * INCGA_{j,n,t-1}$$

Donde:

$INCAOM_{j,n,t}$ : Ingreso anual por incentivos asociados con la eficiencia en los gastos de administración, operación y mantenimiento, del OR  $j$ , en nivel de tensión  $n$ , del año  $t$ .

$AOMR_{j,n,t-1}$ : Gastos de AOM de referencia del OR  $j$ , en el nivel de tensión  $n$ , para el año  $t-1$ , valor en pesos de la fecha de corte.

$INCGA_{j,n,t-1}$ : Incentivo por eficiencia en gastos de AOM alcanzado en el año  $t-1$ .

### 5.2.1 Gastos de AOM de referencia

Los gastos de AOM de referencia,  $AOMR_{j,n,t}$  se calculan de la siguiente manera:

$$AOMR_{j,n,t} = IAAOM_{j,n,t}$$

Donde:

$IAAOM_{j,n,t}$ : Ingreso anual por concepto de AOM del OR  $j$ , para el año  $t$  en el nivel de tensión  $n$ , expresado en pesos de la fecha de corte, según lo establecido en el capítulo 4.

### 5.2.2 Incentivo por eficiencia de AOM alcanzado

El incentivo por eficiencia en gastos alcanzado,  $INCGA_{j,n,t}$  se calcula con la siguiente expresión:

$$INCGA_{j,n,t} = \frac{109,15 - 1,85 * NGE_{j,n,t} + 0,015 * NGOR_{j,n,t} * NGE_{j,n,t} - 0,0075 * NGOR_{j,n,t}^2 + IAI_{j,n,t}}{100}$$

Donde:

$NGE_{j,n,t}$ : Nivel de gastos ejecutados durante el año  $t$ , calculado según el numeral 5.2.2.2.

$NGOR_{j,n,t}$ : Nivel de gastos declarado por el OR para el año  $t$ , calculado según el numeral 5.2.2.1.

$IAI_{j,t}$ : Incentivo de información que de acuerdo con el nivel de gastos declarado y el nivel de gastos ejecutado toma los siguientes valores:

Si  $NGOR_{j,n,t-1}$  y  $NGE_{j,n,t-1} \leq 100 \%$ , entonces IAI es 0.85

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

Si  $NGOR_{j,n,t-1} > 100\%$  y  $NGE_{j,n,t-1} \leq 100\%$ , entonces IAI es 0.425

Si  $NGE_{j,n,t-1} > 100\%$ , entonces IAI es 0

Para el primer año del periodo tarifario el incentivo por eficiencia en gastos es igual a cero.

### 5.2.2.1 Nivel declarado de gastos del OR

El nivel declarado de gastos del OR se calcula con base en la siguiente expresión:

$$NGOR_{j,n,t} = \frac{AOMOR_{j,n,t}}{AOMR_{j,n,t}} * 100$$

Donde:

$AOMOR_{j,n,t}$ : Gastos declarados por el OR  $j$  en el nivel de tensión  $n$ , para el año  $t$ , valor en pesos de la fecha de corte.

$AOMR_{j,n,t}$ : Gastos de referencia del OR  $j$ , en el nivel de tensión  $n$ , para el año  $t$ , valor en pesos de la fecha de corte.

### 5.2.2.2 Nivel de gastos ejecutados

El nivel de gastos ejecutados,  $NGE_{j,n,t}$ , por el OR durante el año  $t$  se calcula de la siguiente manera:

$$NGE_{j,n,t} = \frac{AOME_{j,n,t}}{AOMR_{j,n,t}} * 100$$

Donde:

$AOME_{j,n,t}$ : Gastos de AOM ejecutados por el OR  $j$ , en el nivel de tensión  $n$  durante el año  $t$ , valor en pesos de la fecha de corte.

$AOMR_{j,n,t}$ : Gastos de AOM de referencia del OR  $j$ , en el nivel de tensión  $n$ , para el año  $t$ , valor en pesos de la fecha de corte.

Como soporte de los gastos ejecutados, el OR deberá presentar un informe en el cual se relacione el valor de gastos de AOM ejecutado, este informe debe incluir los soportes de ejecución y la relación de las cuentas del PUC o de la contabilidad de la empresa en las cuales se incluyen estos gastos.

## 5.3 INCENTIVOS POR EFICIENCIA EN CALIDAD DEL SERVICIO

Los incentivos asociados con el cumplimiento de la calidad media en el SDL se calculan de la siguiente manera:

$$INCCS_{j,n,t} = INCD_{j,n,t} + INCF_{j,n,t}$$

AB

ff

26

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

Donde:

$INCD_{j,n,t}$ : Ingreso anual por incentivos asociados con la calidad del servicio asociado con los indicadores de duración del nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t$ .

$INCF_{j,n,t}$ : Ingreso anual por incentivos asociados con la calidad del servicio asociado con los indicadores de frecuencia del nivel de tensión  $n$ , del OR  $j$ , en el año  $t$ .

Donde:

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

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

$IC\_SAIDI_{t,j}$ : Incentivo de calidad por el indicador SAIDI alcanzado por el OR  $j$  en el año  $t-1$ , aplicable durante el año  $t$  del periodo tarifario, según lo establecido en el numeral 6.2.3.4.1

$IC\_SAIFI_{t,j}$ : Incentivo de calidad por el indicador SAIFI alcanzado por el OR  $j$  en el año  $t-1$ , aplicable durante el año  $t$  del periodo tarifario, según lo establecido en el numeral 6.2.3.4.2.

$BRAE_{j,n,0}$ : Base regulatoria de activos eléctricos del nivel de tensión  $n$  al inicio del periodo tarifario, según lo establecido en el numeral 3.1.1.1

AS  
FD

AG

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

## **CAPITULO 6. CALIDAD DEL SERVICIO**

### **6.1 CALIDAD DEL SERVICIO EN LOS STR**

La continuidad en la distribución de energía eléctrica en los STR dentro de los niveles de calidad establecidos, será responsabilidad de los OR. Sin perjuicio de la responsabilidad a cargo del OR por los daños y perjuicios causados a usuarios o terceros, el incumplimiento de la calidad definida en esta resolución dará lugar a la aplicación de compensaciones al OR, a favor de los usuarios, de conformidad con lo establecido en este anexo.

Las compensaciones se aplicarán disminuyendo el ingreso mensual que le corresponde a cada OR. Para tal efecto, el LAC calculará mensualmente las compensaciones que deberán ser asumidas por el OR, conforme a lo previsto en este capítulo.

#### **6.1.1 Activos sujetos al esquema de calidad**

Las disposiciones sobre calidad en los STR aplicarán a los agentes que realizan la actividad de distribución en estos sistemas, y a todos aquellos agentes responsables de la información necesaria 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 del inventario reconocido a cada OR, ii) están en operación comercial y podrán hacer parte de este inventario, o iii) son construidos como resultado de procesos de libre competencia.

Para el caso de los proyectos adjudicados mediante procesos de libre competencia, la clasificación de los activos deberá actualizarse cada vez que entre en vigencia la resolución que defina las UC para remunerar la actividad de distribución.

#### **6.1.2 Bases de datos**

El CND será el responsable de centralizar, almacenar y procesar la información de eventos, que permita calcular los indicadores de indisponibilidad de los grupos de activos definidos en el numeral 6.1.3.2.

La información de eventos deberá mantenerse actualizada en la base de datos creada por el CND para su reporte. Esta información será utilizada, entre otros, para calcular las variables relacionadas con la calidad del servicio, las compensaciones, las remuneraciones de los activos y también será insumo para la determinación de la ENS.

El CND deberá mantener almacenada la información de eventos, en medio digital o de última tecnología, por un periodo no inferior a cinco años y deberá elaborar un resumen mensual de los eventos registrados en la base de datos, identificando el activo con el código asignado por el CND, el grupo de activos al que pertenece, la duración del evento, la causa y la fecha y hora de ocurrencia. Tanto la información reportada como el resumen deberán estar disponibles para consulta de la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, la

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, SSPD, y la CREG. Si el CND cambia la forma de identificar los activos, deberá preverse la forma de recuperar la información histórica de cada uno de los activos.

### **6.1.3 Reglamento para el reporte de eventos**

El reporte de eventos debe realizarse teniendo en cuenta las disposiciones que a continuación se establecen.

#### **6.1.3.1 Responsabilidad del reporte de información**

El OR, o quien opere un activo en el STR, deberá informar al CND la ocurrencia de cualquier evento dentro de los quince (15) minutos siguientes a la ocurrencia del mismo, y la finalización de la ejecución de maniobras dentro de los cinco (5) minutos siguientes. En caso de que un agente no efectúe tales notificaciones en los plazos señalados, se ajustará el número máximo de horas anuales de indisponibilidad del activo correspondiente, de acuerdo con lo establecido en este anexo.

Los OR son los responsables de la recolección y el reporte de la información de eventos. Cuando el OR no opere los activos directamente, la información será reportada por quien los opera, y en el respectivo contrato de operación podrán precisarse los mecanismos para que el OR conozca la información reportada al CND. En todo caso, el responsable de la calidad y la oportunidad de la información reportada, a través del sistema dispuesto por el CND para este fin, es el OR a quien se le están remunerando los activos.

Para activos nuevos, el OR, o quien los opere, deberá reportar los eventos en la forma dispuesta en la presente resolución, a partir de su fecha de entrada en operación comercial.

#### **6.1.3.2 Activos del STR a reportar**

Para los STR se deberán reportar los eventos sobre los activos que conforman los siguientes grupos de activos:

- a. Conexión del OR al STN: constituido por el transformador que se conecta al STN, incluye todas las bahías de transformador que lo conectan al SIN. Además se consideran dentro de este grupo los transformadores que, aunque no se conectan al STN, por lo menos tienen dos devanados operando en alta tensión, junto con las bahías de transformador en este mismo nivel,
- b. Equipos de compensación: constituido por el respectivo equipo de compensación y las bahías que lo conectan al STR,
- c. Línea alta tensión: constituido por el circuito que conecta dos subestaciones del STR (o más de dos subestaciones si hay conexiones en T). Incluye las bahías de línea con las que se opera su conexión al STR. Si una línea está conformada por más de un circuito, deberán reportarse por separado los eventos de cada uno de los circuitos.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

- d. Barraje: constituido por el módulo de barraje y las bahías de acople, transferencia o seccionamiento, en caso de que cuente con éstas.

### **6.1.3.3 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. fecha y hora de ocurrencia del evento,
- c. duración del evento teniendo en cuenta los tiempos de ejecución de maniobras establecidos por la regulación y los procedimientos que el CNO defina para tal fin,
- d. la capacidad disponible del activo durante el evento,
- e. causa que origina el evento, precisando si corresponde a alguna de las excluidas,
- f. cuando el activo quede no operativo por causa de otro del STR, informar el activo causante y precisar si pertenece al mismo grupo de activos,
- 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. demanda no atendida identificada por el OR,
- j. número de consignación, cuando aplique,
- k. clasificación según las causas detalladas, acordadas y publicadas por el Consejo Nacional de Operación, CNO,
- l. descripción del evento.

El CNO deberá mantener publicada y actualizada la lista de causas detalladas, necesarias para que los agentes entreguen la información solicitada en el literal k. Si bien el reporte de eventos debe hacerse en el plazo que para tal fin se establece, la causa detallada podrá ser modificada dentro del plazo que establezca el CND, ya que corresponde a un dato informativo que no se utiliza 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 instalados para evitar la sobrecarga de circuitos o transformadores remunerados en el nivel de alta tensión, su duración deberá asignarse a los activos que originaron su instalación, sin importar que los activos desconectados por la actuación del esquema pertenezcan a niveles de tensión diferentes al 4. La duración de estos eventos deberá ser igual al mayor de los tiempos de interrupción de cualquiera de los activos que fueron desconectados. El CND deberá mantener publicada en su página web la lista con los esquemas suplementarios existentes en el SIN, identificando los activos que operarían por la actuación del mismo y precisando cuáles se instalaron para evitar sobrecargas en circuitos o transformadores remunerados en el nivel de alta tensión.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

El CND deberá mantener publicados en su página web los formatos e instrucciones para el reporte de eventos que considere las disposiciones establecidas en este capítulo. Cuando el CND requiera modificar los formatos e instrucciones para el reporte de eventos deberá enviarlos para conocimiento de la CREG.

#### **6.1.3.4 Validación de la información**

El CND confrontará la información de eventos que se ingresa a la base de datos con la información que le haya sido reportada por los operadores de los activos, así como con la información disponible en los registros de señales digitales y análogas ante la ocurrencia de eventos, los registros de las lecturas de energía y potencia en tiempo real para las barras de las subestaciones del STR, los registros de consignaciones y el reporte de fallas en transformadores de medida, entre otros. El CND definirá las fuentes que utilizará y la información que verificará.

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 los indicadores definidos en este anexo deberá asumirse el evento de mayor duración.
- b. Si el agente no reporta información sobre el activo involucrado en el evento, o se constatan discrepancias sobre la identidad del activo reportado, deberá asumirse que la ocurrencia del evento se presentó en todos los activos involucrados, cuya responsabilidad de operación y mantenimiento sea del OR que no reportó correctamente la información.

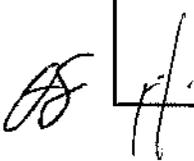
En el proceso de validación, si el CND encuentra que la indisponibilidad de un activo dejó como activo no operativo a otros diferentes a los que conforman su grupo de activos, ingresará los reportes correspondientes sobre estos activos e informará al agente causante de la no operatividad.

Después de finalizado el proceso de validación, en el sistema de consulta que habilite el CND, los agentes podrán revisar la información validada y el listado de las inconsistencias encontradas. En caso de ser necesario, el agente podrá solicitar ajustes a la información publicada y el CND responderá a los agentes las solicitudes presentadas, de acuerdo con los procedimientos que establezca para tal fin.

La información validada por el CND y, de ser el caso, ajustada según los comentarios de los agentes, será la que deberá quedar registrada en la base de datos de reporte de eventos de que este anexo.

#### **6.1.3.5 Supervisión de activos del STR**

Los OR deberán contar con supervisión en tiempo real de los activos del STR a reportar, un sistema de secuencia de eventos, SOE, un enlace de comunicación y el protocolo acordado con el CND.



Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

Las características mínimas de la información a suministrar en tiempo real y de los sistemas de comunicaciones son las que para tal fin haya definido el CND.

Con la frecuencia que el CND determine, el OR deberá permitirle acceder a la información registrada en su sistema de supervisión, con el fin de obtener las mediciones de potencia en los barrajes de alta tensión o, en el caso en el que el OR no tenga este nivel en su sistema, en los puntos de conexión con los sistemas de otros OR.

#### 6.1.3.6 Plazos

Para realizar los procedimientos descritos en el presente anexo, se tendrán en cuenta los siguientes plazos, cada uno contado a partir de las 24:00 horas del día de operación:

Tabla 3 Plazos para realizar procedimientos

Actividad	Responsable	Plazo (h)
Ingreso de reporte de eventos	Agente	12
Validación y publicación de listado de inconsistencias	CND	36
Solicitud de modificación de información	Agente	60
Respuesta a solicitudes de modificación	CND	72

El CND precisará, en su página web, mayores plazos para el "Ingreso de reporte de eventos" de aquellos ocasionados por catástrofes naturales o por actos de terrorismo y para los que causen desatención de la demanda de energía cuya magnitud sea superior al 10 % de la demanda del SIN.

#### 6.1.4 Máximas horas anuales de indisponibilidad

Los siguientes grupos de activos utilizados en la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica en el STR, no deberán superar, en una ventana móvil de doce meses, el número de máximas horas anuales de indisponibilidad, MHAI, que defina la CREG para los grupos de activos identificados en la Tabla 4:

Tabla 4 Grupos de activos

Grupos de Activos
Conexión del OR al STN
Equipos de compensación
Línea nivel de alta tensión
Barraje sin bahías de maniobra
Barraje con bahías de maniobra

Para los grupos de activos "conexión del OR al STN", "equipos de compensación" y "línea nivel de alta tensión" se consideran incluidas las respectivas bahías. Para el grupo de activos "Barraje" se diferencian las máximas horas permitidas para barrajes que cuentan con bahías de maniobra y para barrajes que no cuentan con éstas.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

El máximo permitido se debe comparar con la suma de las indisponibilidades de los activos que hacen parte del grupo de activos. En subestaciones con configuración de interruptor y medio hacen parte del grupo de activos tanto el interruptor del lado del barraje como el corte central. En subestaciones con configuración en anillo hacen parte del grupo de activos los dos interruptores relacionados con el respectivo activo.

Para comparar la suma de las horas de indisponibilidad de los activos que conforman un grupo de activos respecto a las MHAI, no se tendrán en cuenta las horas de indisponibilidad causadas a cada uno de los activos por los demás activos que conforman su grupo de activos.

#### 6.1.5 Máximos permitidos de indisponibilidad.

Para cada grupo de activos, las máximas horas anuales de indisponibilidad se reducirán en 0,5 horas cada vez que se presente alguna de estas situaciones: i) consignación de emergencia solicitada, ii) modificación al programa trimestral de consignaciones o mantenimientos, iii) retraso en reporte de eventos de cualquiera de los activos que conforman el grupo. El CND calculará mensualmente la meta ajustada, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$MHAIA_{m,gu} = MHAIA_{gu} - 0,5 * \left( \sum_{u=1}^{NGU} SCE_{m,u} + \sum_{u=1}^{NGU} CPSM_{m,u} + \sum_{u=1}^{NGU} ENR_{m,u} \right)$$

Donde:

$MHAIA_{m,gu}$ : Máximas horas anuales de indisponibilidad ajustadas del grupo de activos  $gu$ , calculadas para el mes  $m$ .

$MHAIA_{gu}$ : Máximas horas anuales de indisponibilidad del grupo de activos  $gu$ .

$SCE_{m,u}$ : Número acumulado de solicitudes de consignaciones de emergencia, exceptuando las excluidas, para cada uno de los activos  $u$  que conforman el grupo de activos  $gu$  durante una ventana móvil de doce meses que termina en el mes  $m$ . (número entero)

$CPSM_{m,u}$ : Número acumulado de cambios al programa trimestral de mantenimientos, exceptuando los excluidos, para cada uno de los activos  $u$  que conforman el grupo de activos  $gu$  durante una ventana móvil de doce meses que termina en el mes  $m$ . (número entero)

$ENR_{m,u}$ : Número acumulado de eventos o finalización de maniobras no reportados en los plazos establecidos en esta resolución, para cada uno de los activos  $u$  que conforman el grupo de activos  $gu$  durante una ventana móvil de doce meses que termina en el mes  $m$ . (número entero)

$NGU$ : Número de activos que conforman el grupo de activos  $gu$ .

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

### 6.1.6 Indisponibilidad de los activos de uso del STR

La duración de las indisponibilidades de los activos del STR se medirá por su duración en horas, aproximadas al segundo decimal y se agruparán por mes calendario. Un evento cuya duración pase de un mes calendario al siguiente se deberá dividir en dos eventos: uno que finaliza a las veinticuatro (24:00) horas del último día del mes calendario y otro evento que inicia a las cero (0:00) 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 establecidos en este anexo, la calcula mensualmente el CND mediante la siguiente 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  $m$ .

$H_{i,u}$ : Duración de la indisponibilidad  $i$ , para el activo  $u$ .

$CAPD_{i,u}$ : Capacidad disponible del activo  $u$  expresada en porcentaje de la capacidad nominal, durante la indisponibilidad  $i$ .

Para la aplicación de esta metodología, se tendrá en cuenta la historia de las indisponibilidades del activo  $u$ , presentadas con anterioridad a la entrada en vigencia de esta resolución.

### 6.1.7 Estimación de la capacidad disponible

La capacidad disponible de un activo se estima teniendo en cuenta las siguientes condiciones para cada tipo de activo:

- módulo de barraje: si la unidad constructiva queda parcialmente disponible se considera que la capacidad disponible es el 50 % de la capacidad nominal,
- líneas, transformadores, unidades de compensación: la capacidad disponible es la capacidad real disponible del activo, medida en las mismas unidades de la capacidad nominal. Para los casos de líneas con conexiones en T, la capacidad disponible de la línea equivale a la proporción que representa la longitud que queda en servicio frente a la longitud total de la línea, multiplicada por la capacidad nominal de la línea.
- Para los demás activos se considera que la capacidad disponible es el 0 % o el 100 % de la capacidad nominal, dependiendo de si el equipo está en falla o está en funcionamiento normal.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

#### **6.1.8 Eventos excluidos**

No se incluirán en el cálculo de las horas de indisponibilidad,  $HID_{m,u}$ , del activo ni de la variable  $CNE_{m,u}$ , los eventos que hayan sido causados por alguna de las situaciones que se enumeran a continuación, siempre y cuando se cumplan las reglas que se establecen en este numeral.

- a. Eventos programados debidos a trabajos de expansión. Estos se excluirán del cálculo si se cumplen las siguientes reglas:
  - i. El OR informará por escrito al CND acerca de la conexión de los nuevos activos con una anticipación mínima de 90 días calendario.
  - ii. Junto con la solicitud, el agente informará al CND sobre los activos requeridos para la incorporación o conexión del nuevo proyecto al SIN, coordinando con los responsables de los equipos que se requiera desconectar para que éstos soliciten las consignaciones necesarias al CND, si se requiere. Para dichas consignaciones se deberá cumplir con los plazos y procedimientos previstos en la regulación vigente para la coordinación de consignaciones en el SIN, y declarar como causa la incorporación de nuevos activos al SIN, e indicando el proyecto respectivo.
  - iii. El tiempo máximo reconocido sin afectar la disponibilidad de los activos relacionados, diferentes a los asociados con el proyecto que se incorpora, será igual a los tiempos asociados a las maniobras de conexión del activo al SIN más el tiempo durante el cual el proyecto se encuentre en pruebas antes de su entrada en operación comercial.
- b. Indisponibilidades de activos solicitadas por el CND, por razones operativas o consideraciones de calidad o confiabilidad del SIN. El CND indicará los casos 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 circuitos o transformadores remunerados en el nivel de tensión 4. Esto, siempre que para su instalación se haya dado cumplimiento a lo previsto en la regulación.
- d. Indisponibilidades por demoras entre el momento en que el agente declara que tiene disponible su activo y la puesta en operación del mismo ordenada por el CND, cuando se requiera dicha orden.
- e. Indisponibilidades originadas en catástrofes naturales, tales como erosión (volcánica, fluvial o glacial), terremotos, maremotos, huracanes, ciclones y/o tornados y las debidas a actos de 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 será responsable por tal declaración. Esta declaración deberá ser por escrito, anexando la información de los activos afectados y la manifestación de que cumplió con las demás reglas exigidas para excluir este evento. Asimismo, si se prevé que el evento tendrá una duración superior a los tres (3) días a partir de su ocurrencia, el agente tendrá que informar a los usuarios finales que

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

- puedan resultar afectados, dentro de las 48 horas siguientes a la ocurrencia del evento, a través de cualquier medio de comunicación masivo disponible en la región o área afectada que garantice su adecuada difusión.
- ii. El OR afectado por el evento deberá establecer el plazo para la puesta en operación de los activos afectados, para lo cual deberá entregar al CND y al CNO un cronograma y presentarles los respectivos informes de avance del mismo.
- f. Las solicitudes de consignaciones de emergencia, las modificaciones al programa trimestral de consignaciones o los incumplimientos en los tiempos de ejecución de maniobras, originados en los eventos definidos en el literal anterior. Las indisponibilidades debidas a mantenimientos mayores que se hayan efectuado con sujeción al procedimiento establecido para tal fin.
- g. La ejecución de obras por parte de entidades estatales o las modificaciones a las instalaciones existentes ordenadas en los planes de ordenamiento territorial. Siempre que se cumplan las siguientes reglas:
- i. El OR afectado deberá declarar oficialmente al CND, mediante comunicación escrita, la fecha de inicio de intervención de activos por la ejecución de las obras o sobre las modificaciones a las instalaciones existentes, detallando los activos afectados, el número de días calendario de la indisponibilidad y adjuntando las respectivas certificaciones de las entidades estatales o de los organismos correspondientes.
- ii. Si se presentan cambios en la duración prevista, el OR lo informará por escrito al CND y anexará la correspondiente certificación.

Las comunicaciones mencionadas en este numeral deberán presentarse dentro del plazo que para tales fines determine el CND. En todo caso, el CND deberá contar con la información en 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 ocasionados por indisponibilidades no excluidas y se determine que hubo ENS, se deberá seguir el procedimiento descrito para tal fin en la Resolución CREG 094 de 2012.

#### **6.1.9 Procedimiento para los mantenimientos mayores.**

El mantenimiento mayor de un activo es el que se realiza por una vez cada seis años y requiere un tiempo mayor a las máximas horas anuales de indisponibilidad fijadas para el grupo de activos al que pertenece ese activo.

Los mantenimientos mayores deberán ser reportados en el programa trimestral de mantenimientos y ajustarse a los procedimientos aquí establecidos.

El tiempo máximo permitido para el mantenimiento mayor de un activo es de 96 horas cada 6 años y este periodo se cuenta a partir del 1 de abril de 2013. Se exceptúan los activos asociados a UC tipo encapsuladas cuyo mantenimiento mayor contará con un tiempo máximo reconocido de 288 horas que podrán utilizarse una vez cada 18 años o fraccionarse y utilizarse una vez cada 6 años,

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

contados a partir del 1 de abril de 2013. La cantidad de horas que sobrepase las definidas para el mantenimiento mayor no se considerará indisponibilidad excluida.

El número permitido de horas se puede distribuir a solicitud del OR. La distribución debe hacerse de tal forma que, desde el día de inicio hasta el último día del mantenimiento, no se sobrepase un total de 30 días calendario. La duración mínima de indisponibilidad solicitada por esta causa debe ser de 32 horas.

Para cada día de trabajo, la duración mínima de cada indisponibilidad solicitada deberá ser de ocho horas de trabajo; tratándose del último día de los programados para el mantenimiento mayor, esta duración puede ser menor. Sin embargo, si por las condiciones de seguridad del SIN se requiere la disminución de este número de horas para un día determinado, el CND lo podrá solicitar al operador del activo, ante lo cual este último evaluará y tomará la decisión de disminuir la duración o mantener la inicialmente programada. Lo anterior sin perjuicio de 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 dividirse de tal forma que el mantenimiento de cada unidad se pueda programar en fechas diferentes. En este caso, sólo una de las tres indisponibilidades solicitadas podrá ser inferior a 32 horas, y cada una de las tres puede ser inferior a las máximas horas anuales 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 o de una autoridad competente.

#### **6.1.10 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 remuneración al respectivo agente a través de cargos por uso, este agente será el responsable por la ocurrencia de eventos en estos activos que ocasionen ENS.

En consecuencia, a partir de la fecha de entrada en operación comercial de los activos se deberán reportar los eventos en la forma dispuesta en la presente resolución. Cuando se presente ENS, se estimará su magnitud en la forma descrita en la Resolución CREG 094 de 2012, o aquella que la modifique o sustituya, y se aplicará la respectiva compensación.

El LAC incluirá esta compensación dentro del cálculo de la variable  $CNE_{m,u}$  descrito en el numeral 6.1.13.2, a aplicarse para el mes  $m$  siguiente al mes de publicación del informe de ENS.

En todo caso, cuando los activos estén incluidos en la remuneración del STR a través de cargos por uso, el agente que recibe la remuneración será responsable por el cumplimiento de todos los indicadores de calidad establecidos en este anexo. Para el cálculo de las horas de indisponibilidad del

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

activo, sólo se tendrán en cuenta las reportadas desde el primer mes de remuneración.

#### 6.1.11 Valor de referencia para compensación

Para calcular el valor de las compensaciones, en caso de requerirse, se utilizará la siguiente referencia:

$$VHRC_{m,u,j} = \frac{r}{6800} * CR_u * PU_{u,j} * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

$VHRC_{m,u,j}$ : Valor horario de referencia para el cálculo de la compensación del activo  $u$ , del OR  $j$ , durante el mes  $m$ .

$r$ : Tasa de retorno para la actividad de distribución.

$CR_u$ : Costo reconocido para el activo  $u$ . de acuerdo con lo previsto en el capítulo de definición de unidades constructivas.

$PU_{u,j}$ : 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  $m-1$ .

$IPP_0$ : Índice de precios al productor total nacional correspondiente a la fecha de corte.

#### 6.1.12 Remuneración en algunos casos de indisponibilidad

Para los casos de indisponibilidades originadas en catástrofes naturales, tales como erosión (volcánica, fluvial o glacial), terremotos, maremotos, huracanes, ciclones y/o tornados y las debidas a actos de terrorismo, la remuneración del activo  $u$  en el mes  $m$ , para cada mes  $mi$  que este se encuentre indisponible será:

$$IMRT_{m,u} = \left( 1 - \max \left( 0, \min \left( 1, \frac{1}{6} (mi - 6) \right) \right) \right) * VHRC_{m,u,j} * 720$$

$IMRT_{m,u}$ : Ingreso mensual temporal para el activo  $u$ , en el mes  $m$ , mientras el activo  $u$  esté indisponible por las causas citadas en este numeral.

$mi$ : Número de meses calendario completos transcurridos a partir de la ocurrencia del evento, incluido el mes  $m$ , durante los cuales el activo  $u$  ha estado indisponible.

$VHRC_{m,u,j}$ : Valor horario de referencia para el cálculo de la compensación del activo  $u$ , del OR  $j$ , durante el mes  $m$ .

*Handwritten signature*

*Handwritten signature*

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

### 6.1.13 Compensaciones

#### 6.1.13.1 Compensaciones por incumplimiento de las metas

Las compensaciones que deberán ser asumidas por el OR o los OR responsables de los activos que conforman los grupos de activos con horas de indisponibilidad acumuladas,  $HIDA$ , que superen las máximas horas anuales de indisponibilidad ajustadas,  $MHAIA$ , se calcularán con base en la información obtenida por el CND y conforme a las siguientes fórmulas:

$$HIDA_{m,gu} = \sum_{u=1}^{NGU} \sum_{ma=m-11}^m HID_{ma,u}$$

Si para el grupo de activos  $gu$  en el mes  $m$  se obtiene que  $HIDA_{m,gu} \leq MHAIA_{m,gu}$  entonces las horas a compensar,  $HC_{m,gu}$ , serán iguales a cero.

Por el contrario, si para el grupo de activos  $gu$  en el mes  $m$  se obtiene que  $HIDA_{m,gu} > MHAIA_{m,gu}$  entonces las horas a compensar se calcularán como se muestra a continuación:

$$HC_{m,gu} = \max(0, HIDA_{m,gu} - MHAIA_{m,gu} - THC_{m-1,gu})$$

$$THC_{m-1,gu} = \sum_{ma=m-11}^{m-1} HC_{ma,gu}$$

La compensación para cada activo  $u$  por incumplimiento de los máximos permitidos de indisponibilidad se calculará con:

$$CIM_{m,u} = HC_{m,gu} * VHRC_{m,u,j}$$

Donde:

$HIDA_{m,gu}$ : Horas de indisponibilidad acumulada del grupo de activos  $gu$ , en un periodo de doce meses que termina en el mes  $m$ .

$HID_{m,u}$ : Horas de indisponibilidad de cada uno de los activos  $u$  que conforman el grupo de activos  $gu$ , durante el 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  $u$ , para el mes  $m$ .

$MHAIA_{m,gu}$ : Meta de indisponibilidad anual ajustada del grupo de activos  $gu$ , calculada para el mes  $m$ .

$THC_{m-1,gu}$ : Total de horas compensadas por el grupo de activos  $gu$ , en un periodo de once meses que termina en el mes  $m-1$ .

$CIM_{m,u}$ : Compensación por incumplimiento de metas, para cada uno de los activos  $u$  que conforman el grupo de activos  $gu$ , en el mes  $m$ .

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”

$VHRC_{m,u,j}$ : Valor horario de referencia para el cálculo de la compensación del activo  $u$ , del OR  $j$ , durante el mes  $m$ .

Para la aplicación de esta metodología, siendo  $p$  el mes de inicio de su aplicación, las horas a compensar para cada mes, en el periodo desde  $p-11$  hasta  $p-1$ ,  $HC_{p-i,gu}$ , son iguales a cero y por consiguiente el total de horas compensadas por el grupo de activos  $gu$ , en ese mismo periodo,  $THC_{p-1,gu}$  también es igual a cero.

Las compensaciones se calculan para los activos enunciados en el numeral 6.1.1

**6.1.13.2 Compensaciones por dejar no operativos otros activos o por energía no suministrada**

El evento en un activo puede dejar otros no operativos, diferentes a los que conforman su grupo de acuerdo a lo previsto en el numeral 6.1.4, cuando, a pesar de estar disponibles, dichos activos no puedan operar debido a la indisponibilidad del primero.

Asimismo, un evento puede generar que los usuarios pierdan el suministro de la energía, lo que se denomina energía no suministrada,  $ENS$ .

La compensación  $CNE$  del activo  $u$ , para cada mes  $m$ , que deberá ser asumida por el OR responsable de la operación y mantenimiento de los activos cuya indisponibilidad ocasione que otros activos queden 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 dejar no operativos otros activos.

$CNE_{i,m,u}$ : Compensación del activo  $u$ , por la indisponibilidad  $i$ , en el mes  $m$ , por energía no suministrada o por dejar no operativos otros activos.

Para determinar el valor de la compensación  $CNE$  se utilizará una de las siguientes tres condiciones:

- a. Si para el grupo de activos  $gu$  al que pertenece el activo  $u$ , en el mes  $m$ , las horas de indisponibilidad acumulada son menores o iguales que las máximas horas anuales de indisponibilidad ajustadas ( $HIDA_{m,gu} \leq MHAIA_{m,gu}$ ) y el porcentaje de energía no suministrada,  $PENS_{j,h}$ , es inferior al porcentaje definido en el numeral 3.4 de la Resolución CREG 094 de 2012, el valor de la compensación  $CNE$  para la indisponibilidad  $i$ , es igual a cero.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

- b. Si para el grupo de activos  $gu$  al que pertenece el activo  $u$ , en el mes  $m$ , las horas de indisponibilidad acumulada son mayores que las máximas horas anuales de indisponibilidad ajustadas ( $HIDA_{m,gu} > MHAIA_{m,gu}$ ) y el porcentaje de energía no suministrada,  $PENS_{j,h}$ , es inferior al porcentaje definido en el numeral 3.4 de la Resolución CREG 094 de 2012, el valor de la 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 el porcentaje de energía no suministrada,  $PENS_{j,h}$ , es mayor que el porcentaje definido en el numeral 3.4 de la Resolución CREG 094 de 2012, el valor de la compensación  $CNE$  se obtiene de la siguiente forma:

$$CNE_{i,m,u} = \max \left( (ENS_i * CRO); \sum_{r=1}^n (VHRC_{m,r,j} * H_{i,r}) \right)$$

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 previsto en el numeral 3.4 de la Resolución CREG 094 de 2012.

$VHRC_{m,r,j}$ : Valor horario de referencia para el cálculo de la compensación del activo  $r$ , causada por la indisponibilidad del activo  $u$  del OR  $j$ , durante el mes  $m$ .

$H_{i,r}$ : Número de horas de indisponibilidad del activo  $r$  causadas por la indisponibilidad  $i$  del activo  $u$ .

$ENS_i$ : Valor de la energía no suministrada de la indisponibilidad  $i$ , corresponde a la variable  $ENS_q$  calculada de acuerdo con lo previsto en el numeral 3.4 de la Resolución CREG 094 de 2012.

$CRO$ : Costo incremental operativo de racionamiento de energía definido y calculado por la UPME, correspondiente al primer escalón, que rija para el mes  $m$  en el que se aplique la variable  $CNE_{m,u}$ .

El OR será el responsable del cálculo de la ENS de cada uno de los eventos que se presentan en los activos de su sistema y de informar el valor de la CNE correspondiente al LAC para que este lo incluya en la siguiente liquidación de cargos de este OR. Adicionalmente, el OR deberá informar el valor de la ENS, el activo causante y la compensación calculada a la SSPD para lo de su competencia; en caso de que el OR haya utilizado un valor de ENS diferente al incluido en el informe de ENS publicado por el CND deberá adjuntar los documentos en los que basó su decisión.

EF

246

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

### 6.1.13.3 Valor total a compensar

El LAC calculará mensualmente el valor total de compensaciones que se descontará del Ingreso Mensual de cada OR  $j$ , tal como se muestra a continuación:

$$CSTR_{j,m} = \sum_{u=1}^{a_j} (CIM_{m,u} * PU_{j,u}) + \sum_{u=1}^{a_j} [(VHRC_{m,u,j} * 720) - (IMRT_{m,u} * PU_{j,u})] \\ + \sum_{u=1}^{a_j} (CNE_{m,u} * PU_{j,u}) + CNEP_{m-1}$$

Donde:

- $CSTR_{j,m}$ : Suma de los valores que debe compensar en el STR el OR  $j$  por incumplimiento de lo establecido en este capítulo, en el mes  $m$ .
- $CIM_{m,u}$ : Compensación por incumplimiento de metas, del activo  $u$ , en el mes  $m$ .
- $PU_{j,u}$ : Fracción del activo  $u$  que es remunerada vía cargos por uso al OR  $j$ .
- $VHRC_{m,u,j}$ : Valor horario de referencia para el cálculo de la compensación del activo  $u$ , del OR  $j$ , durante el mes  $m$ .
- $IMRT_{m,u}$ : Ingreso Mensual Temporal para el activo  $u$ , en el mes  $m$ , mientras el activo  $u$  esté indisponible por las causas citadas en el numeral 6.1.12.
- $CNE_{m,u}$ : Compensación del activo  $u$ , en el mes  $m$ , por energía no suministrada o por dejar no operativos otros activos.
- $CNEP_{m-1}$ : Valor de la compensación por energía no suministrada o por dejar no operativos otros activos que quedó pendiente por descontar en el mes  $m-1$ .
- $a_j$ : Número de activos del OR  $j$  que se encuentra en cada una de las situaciones descritas.

### 6.1.14 Informe sobre ENS

Cuando la variable  $PENS_{j,h}$ , supere el porcentaje definido en el numeral 3.4 de la Resolución CREG 094 de 2012 el CND deberá publicar en su página web y enviar a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, SSPD, un informe donde se haga el análisis detallado del evento ocurrido y contenga como mínimo lo siguiente:

- a. Número y descripción de eventos registrados y los activos causantes de los eventos,

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

- b. Valores y memoria de cálculo de todas las variables descritas en este capítulo,
- c. Para los mercados de comercialización afectados, la curva de potencia activa del periodo horario del evento, de los 12 periodos anteriores y de los 12 siguientes a la ocurrencia del mismo, y
- d. El informe final del evento previsto en los acuerdos del CNO.

El informe será elaborado por el CND, teniendo en cuenta los plazos establecidos en los acuerdos del CNO para la presentación de los informes de análisis del evento, y suministrado como herramienta de análisis a la SSPD para lo de su competencia.

#### **6.1.15 Zona excluida de CNE**

Una zona excluida de CNE es la zona del STR que, en condiciones normales de operación, es alimentada sólo por un circuito o sólo por un transformador, de los que conforman el STR. También podrán ser zonas excluidas de CNE, de manera temporal, aquellas zonas que se alimenten sólo por un circuito o sólo por un transformador, de los que conforman el STR, cuando los demás activos que alimentan la zona se encuentren indisponibles por los eventos excluidos de que trata el numeral 6.1.8. La zona dejará de ser zona excluida de CNE en el momento en que 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 y para ellas no habrá lugar al cálculo de compensaciones por dejar no operativos otros activos o por ENS, ante eventos ocasionados por los activos que las conforman.

##### **6.1.15.1 Lista de zonas excluidas de CNE**

Para que una zona sea considerada como zona excluida de CNE, el CND verificará que cumple con la definición y los requisitos previstos en el numeral anterior. El CND deberá publicar en su página web la lista de zonas excluidas de CNE y el conjunto de activos del STR que hacen parte de cada una de ellas. Si varios OR identifican activos que dependen eléctricamente de un mismo activo, 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 los requisitos. También actualizará la lista cuando elimine una zona excluida de CNE por una de las siguientes causas: i) entró en operación comercial un proyecto que cambia alguna condición que sirvió para que la zona excluida de CNE fuera identificada previamente como tal, o ii) el proyecto, definido como viable por la UPME, no entró en operación comercial en la fecha prevista por esta entidad.

La lista actualizada de zonas excluidas de CNE será tenida en cuenta por el LAC en la estimación de las compensaciones, a partir del primer día calendario del mes siguiente a cuando el CND la haya publicado en su página de Internet.

AS

4.

46

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

#### **6.1.15.2 Procedimiento para establecer zonas excluidas de CNE**

El OR identificará la zona excluida de CNE de acuerdo con lo señalado en el numeral 6.1.15 y para que sea considerada como tal, deberá cumplir con lo siguiente:

- a. Enviar al CND el diagrama unifilar de la zona excluida de CNE,
- b. Identificar e informar al LAC 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 energía en las áreas que se encuentren en la condición citada, dentro del mercado 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 de las alternativas planteadas y confirmará el plazo para su ejecución de acuerdo con lo planteado por el OR.
  - ii. Si la UPME no considera viable ninguna de las alternativas planteadas y no sugiere otra factible, la zona se considerará zona excluida de CNE.
  - iii. Si se tiene una alternativa con el visto bueno de la UPME, el valor a compensar, CNE, empezará a ser liquidado por el LAC a partir de la fecha que haya confirmado la UPME para la entrada en operación del nuevo proyecto.
- d. Enviar al CND copia de la comunicación donde la UPME indique, para cada zona, que el OR entregó la información prevista en literal anterior junto con la información que esta entidad requirió para definir la viabilidad de las alternativas presentadas.

#### **6.1.16 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 compensaciones en el STR no podrá superar el 60 % de la suma de los ingresos en este sistema antes de compensaciones. Si el valor a descontar fuere mayor a dicho porcentaje, el saldo pendiente se deducirá durante los siguientes meses verificando que no se supere el tope del 60 %.

Además, la suma del valor de las compensaciones en el STR para cada OR  $j$ , en un año calendario, estarán limitadas a un valor equivalente al 30 % del ingreso del OR en ese año para el nivel de tensión 4, estimado actualizando la variable  $IA_{j,4,t}$ , definida en el capítulo 3, con el IPP de diciembre del año anterior.

Con el objeto de verificar este límite, el LAC calculará mensualmente para cada OR la siguiente variable:

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

$$ACSTR_{j,m} = \sum_{i=1}^m CSTR_{j,i}$$

Donde:

$ACSTR_{j,m}$ : Valor acumulado de las compensaciones en el STR durante los meses transcurridos del año calendario hasta el mes  $m$ .

$CSTR_{j,m}$ : Suma de los valores que debe compensar en el STR el OR  $j$  por incumplimiento de lo establecido en este capítulo, en el mes  $m$ .

Si para un mes  $m$  se obtiene que el valor acumulado supera el 30 % del ingreso del nivel de tensión 4 del OR para ese año el LAC liquidará al OR  $j$ , para ese mes, un valor  $CSTR_{j,m}$  tal que el valor acumulado de compensaciones no supere el 30% del ingreso anual y, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 59 de la Ley 142 de 1994, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios lo podrá considerar como causal de toma de posesión por no prestar el servicio con la calidad debida.

## 6.2 CALIDAD DEL SERVICIO EN LOS SDL

La calidad del servicio brindada por un OR será medida en términos de la duración y la frecuencia de las interrupciones del servicio que perciban los usuarios conectados a sus redes. Para el efecto se adoptarán indicadores para establecer la calidad media del sistema de distribución del OR, así como para establecer la calidad individual que perciba cada uno de sus usuarios.

En función de las mejoras o desmejoras en la calidad media alcanzada con respecto a una meta establecida regulatoriamente, el OR será objeto de aplicación de un esquema de incentivos el cual, le permitirá aumentar su cargo por uso, o se lo hará disminuir, durante el año inmediatamente siguiente a la evaluación.

El esquema de incentivos se complementará con un esquema de compensaciones a los usuarios, el cual busca garantizar un nivel mínimo de calidad individual y disminuir la 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 anteriormente descrito.

La aplicación del esquema de incentivos y compensaciones descrito en este numeral no limita los derechos de los usuarios para reclamar ante el OR los perjuicios causados por la discontinuidad del servicio.

En caso de presentarse diferencias en la información utilizada para la aplicación del esquema de incentivos y compensaciones, entre la reportada por los agentes y la contabilizada por los usuarios, estos últimos tienen el derecho que les reconocen los artículos 152 y siguientes de la ley 142 de 1994 para presentar peticiones, quejas, recursos y reclamaciones.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

### **6.2.1 Interrupciones del servicio de energía**

Para las Interrupciones del servicio de energía se establece su clasificación y las excepciones que se tendrán en cuenta para la aplicación del esquema de incentivos y compensaciones.

#### **6.2.1.1 Clasificación de las interrupciones**

Teniendo en cuenta el tipo de las interrupciones, independientemente de su duración o del número de fases de cada circuito o transformador afectadas, éstas se clasifican así:

- a. No programadas: Son aquellas interrupciones que obedecen a eventos no programados por el OR y que suceden por situaciones no preestablecidas por él.
- b. Programadas: Son aquellas interrupciones que obedecen a eventos programados por el OR a efectos de realizar expansiones, remodelaciones, ampliaciones, mejoras, mantenimientos preventivos y/o mantenimientos correctivos, etc. en sus redes, instalaciones y/o equipos. Estas interrupciones deben ser informadas a los usuarios afectados con una antelación mínima de 48 horas a través de cualquier medio de comunicación masivo que garantice su adecuada información. Cuando los eventos programados afecten cargas industriales, el tiempo de notificación no podrá ser inferior a 72 horas y requerirá una comunicación formal por parte de la empresa.
- c. Causadas por terceros: Únicamente se clasifican dentro de este tipo las siguientes causas:
  - i. Interrupciones por racionamiento de emergencia del sistema eléctrico nacional debidas a insuficiencia en la generación nacional o por otros eventos en generación, siempre y cuando así hayan sido definidas por el CND de acuerdo con la regulación de la CREG. El CND mantendrá disponible para los OR la información relacionada con los eventos citados anteriormente, con el fin de que los OR los excluyan del cálculo de los Índices.
  - ii. Eventos de activos pertenecientes al STN y al STR.
  - iii. Interrupciones por seguridad ciudadana solicitadas por organismos de socorro o autoridades competentes.
  - iv. Cuando falla un activo de nivel de tensión 1 de propiedad de los usuarios y la empresa lo debe reponer, de acuerdo con lo dispuesto en el literal b del numeral 1.4, siempre y cuando el OR haya informado previamente su decisión de excluirlos.

#### **6.2.1.2 Exclusión de interrupciones**

Para el cálculo de los indicadores de calidad media y calidad individual no se tendrán en cuenta las siguientes interrupciones:

19

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

- a. Las menores o iguales a un (1) minuto.
- b. Las clasificadas como causadas por terceros en el numeral 6.2.1.1.
- c. Las debidas a catástrofes naturales, tales como erosión (volcánica, fluvial o glacial), terremotos, maremotos, huracanes, ciclones y/o tornados.
- d. Las debidas a actos de terrorismo.
- e. Las debidas a acuerdos de calidad en las zonas especiales.
- f. Las que afecten el servicio de alumbrado público en horas en las que no se requiere el servicio.
- g. Las suspensiones o cortes del servicio por incumplimiento del contrato de servicios públicos por parte del usuario.
- h. Las suspensiones o cortes del servicio por programas de limitación del suministro al comercializador.
- i. Las suspensiones del servicio asociadas a trabajos de modernización en subestaciones que sean parte del plan de inversiones de reposición previamente aprobado por la CREG a efectos de determinar la remuneración del OR, de acuerdo con lo establecido en el capítulo 7, serán excluidas si los cortes programados han sido informados al SUI y a los usuarios afectados. La información a los usuarios deberá brindarse con una anticipación no mayor a ocho días y no menor a 48 horas, mediante publicación en un medio de comunicación masivo disponible en la región o área afectada. Cuando los eventos programados afecten cargas industriales, el tiempo de notificación no podrá ser inferior a 72 horas y requerirá una comunicación formal por parte de la empresa.

La programación anual de las interrupciones asociadas a estos trabajos debe ser reportada al inicio de cada año al SUI en los formatos y condiciones que para el efecto establezca la SSPD.

El reporte debe especificar y/o considerar como mínimo lo siguiente:

- i. El cronograma previsto
- ii. Los circuitos, transformadores y usuarios que se afectarán
- iii. Los tiempos previstos de afectación. Las duraciones reales que sobrepasan estos tiempos programados no serán excluidas.
- iv. Reportar las fechas inicial y final estimadas de afectación de la subestación. El tiempo total entre estas fechas será un tiempo máximo de referencia.
- v. Mínimo ocho días antes de iniciar los trabajos, el OR debe informar la fecha real de inicio, mediante comunicación escrita dirigida a la SSPD.

ES

ES

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

- vi. Máximo tres días después de finalizar los trabajos, el OR debe informar la fecha real de finalización, mediante comunicación escrita dirigida a la SSPD.
- vii. El tiempo real total no podrá exceder el tiempo máximo de referencia.
- viii. Las interrupciones que durante el tiempo real de la reposición de la subestación afecten los usuarios, transformadores y/o circuitos previamente reportados se excluirán para efectos de calcular todos los indicadores establecidos en esta resolución. La exclusión de estas interrupciones para el cálculo de incentivos y compensaciones requiere además que el inicio y finalización de su ejecución hayan sido informados en el aplicativo del SUI anteriormente mencionado.
- ix. En caso de que un OR no reporte a la SSPD las fechas reales de inicio y finalización de los trabajos previamente registrados, en los plazos establecidos anteriormente, se entiende que no realizó los trabajos y por lo tanto no podrá excluir interrupciones por este concepto.
- j. Interrupciones originadas en exigencias de traslados y adecuaciones de la infraestructura eléctrica por parte de entidades distritales, municipales, departamentales, organismos estatales competentes en temas de infraestructura y medio ambiente, o demás autoridades, o por proyectos de desarrollo en concordancia con planes de ordenamiento territorial.

Para cada una de las interrupciones excluidas, los OR deberán mantener la documentación y pruebas que sirvan de soporte para la exclusión así como de los avisos realizados para informar al usuario sobre las interrupciones que causarán los trabajos en subestaciones, la cual será verificada con base en lo dispuesto en el numeral 6.2.8.

En el caso de interrupciones debidas a terrorismo o a catástrofes naturales el OR deberá informar al comercializador y éste a su vez al usuario, la fecha y hora estimada de recuperación del suministro del servicio de energía eléctrica.

Los soportes de las interrupciones excluidas y los anuncios correspondientes a interrupciones programadas deberán mantenerse disponibles para consulta por un término mínimo de dos (2) años.

#### **6.2.2 Grupos de calidad para la medición**

Los grupos de calidad identifican zonas geográficas que comparten características similares en términos del nivel de ruralidad y del riesgo de falla que, debido a la presencia de externalidades, podrían tener los circuitos eléctricos allí ubicados.

El nivel de ruralidad se define mediante el índice de ruralidad, IR, establecido por el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, en su Informe Nacional de Desarrollo Humano (INDH, 2011), el cual tiene en cuenta los planteamientos para la definición de ruralidad de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OECD) y el Banco Mundial. Se adoptan tres niveles de ruralidad: bajo, medio y alto según sea el valor del IR.

FF

FF

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

El índice de riesgo de falla, IRF, define el riesgo asociado a la posible ocurrencia, severidad y afectación de factores climáticos, atmosféricos, topográficos y fisiográficos, como son el nivel ceráunico, la precipitación, la elevación sobre el nivel el mar, la densidad de descargas a tierra, los días con lluvia y la salinidad. Se adoptan tres niveles de riesgo: bajo, medio y alto, según sea 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  $y$  representa el nivel de ruralidad, según se indica a continuación:

Tabla 5 Grupos de calidad

		NIVEL DE RURALIDAD			
		BAJO	MEDIO	ALTO	
		$IR \leq 38,951$	$38,951 < IR \leq 48,537$	$48,537 < IR \leq 100$	
NIVEL DE RIESGO	BAJO	$IRF \leq 22$	11	12	13
	MEDIO	$22 < IRF \leq 45$	21	22	23
	ALTO	$45 < IRF \leq 100$	31	32	33

Cada municipio del SIN se clasifica dentro de un grupo de calidad, de acuerdo con el IR y el IRF que le corresponda como se establece en la Tabla 5

Todas las interrupciones del servicio se registrarán y reportaran a nivel de usuario. Los usuarios pertenecerán al grupo de calidad al cual pertenece el municipio se encuentren ubicados. El alumbrado público se considerará un usuario que se encuentra ubicado en el municipio en que presta el servicio.

### 6.2.3 Niveles de calidad media del servicio

Para identificar los niveles de calidad media del servicio se establecerán dos indicadores de calidad media por sistema de OR, independientemente del nivel de tensión o del grupo de calidad, SAIDI y SAIFI. Estos indicadores se utilizarán para identificar tanto las metas de calidad que deben alcanzar los OR en el tiempo, así como los niveles de calidad brindada por los OR en ese mismo tiempo. La comparación de las metas y la calidad media brindada dará lugar a la aplicación del esquema de incentivos descrito en el numeral 6.2.3.4.

#### 6.2.3.1 Indicadores de calidad media

El indicador SAIDI representa la duración total de las interrupciones que en promedio perciben todos los usuarios del SDL de un OR, hayan sido o no afectados por una interrupción, en un periodo anual. Se establece mediante la siguiente expresión:

$$SAIDI_{j,t} = \frac{\sum_{u=1}^n \sum_{i=1}^n D_{i,u,t}}{UT_t}$$

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten signature]*

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

Donde:

$D_{i,u,t}$  Duración de la interrupción  $i$ , sucedida durante el año  $t$  del periodo tarifario, que afectó al usuario  $u$  conectado al SDL del OR  $j$ .

$UT_t$ : Número total de usuarios conectados al SDL del OR  $j$  en el año  $t$  del periodo tarifario.

El indicador SAIFI representa la cantidad total de las interrupciones que en promedio perciben todos los usuarios del SDL de un OR, hayan sido o no afectados, en un período anual. Se establece mediante la siguiente expresión:

$$SAIFI_{j,t} = \frac{\sum_{u=1}^n \sum_{i=1}^n F_{i,u,t}}{UT_t}$$

Donde:

$F_{i,u,t}$  Interrupción  $i$ , sucedida durante el año  $t$  del periodo tarifario, que afectó al usuario  $u$  conectado al SDL del OR  $j$ .

$UT_t$ : Número total de usuarios conectados al SDL del OR  $j$  en el año  $t$  del periodo tarifario.

#### **6.2.3.2 Metas de calidad media**

Para la aplicación del esquema de incentivos descrito en el numeral 6.2.3.4, la CREG establecerá metas de calidad media para cada OR que serán exigibles durante cada año del período tarifario, denominadas así:

$SAIDIm_{t,j}$ : Indicador SAIDI meta a alcanzar por el OR  $j$  en el año  $t$  del periodo tarifario

$SAIFIm_{t,j}$ : Indicador SAIFI meta a alcanzar por el OR  $j$  en el año  $t$  del periodo tarifario

El establecimiento de estas metas será el resultado de un estudio de la CREG que considera, además de las características físicas y eléctricas de los circuitos de cada OR, la ubicación de éstos y sus transformadores en los diferentes grupos de calidad descritos en el numeral 6.2.2 y la calidad inicial que estime la CREG con base en los reportes de calidad realizados por el OR al SUI durante el año 2013. Para cada meta se establecerá una banda de indiferencia que tendrá un límite superior y un límite inferior dentro de los cuales se considera que el nivel de calidad es el mismo de la meta.

Las metas anuales serán publicadas para observaciones y comentarios de los OR al momento de entrada en vigencia de esta resolución. Con la solicitud de cargos, los OR podrán presentar a la CREG la modificación de las metas anuales puestas en consulta, adjuntando los análisis y estudios respectivos sustentados en sus planes de inversión. Las metas que finalmente apruebe la CREG serán adoptadas para cada OR en la resolución particular de aprobación de los cargos de distribución.

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten signature]*

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

Si las metas que se aprueben al OR con base en su solicitud de modificación son menos exigentes que las metas propuestas por la CREG, los incentivos positivos anuales a los que tendría derecho el OR según lo establecido en el numeral 6.2.3.4, se disminuirán en la misma proporción en que se modifique la correspondiente meta anual.

### **6.2.3.3 Calidad media alcanzada**

La calidad media alcanzada por cada OR en un determinado año, se estimará a partir de la aplicación de los indicadores  $SAIDI_t$  y  $SAIFI_t$  de que trata el numeral 6.2.3.1.

Estos indicadores serán calculados por cada OR a partir de los registros de las interrupciones sucedidas en las redes de los niveles de tensión 1, 2 y 3 de su sistema, durante el respectivo año de evaluación, que estén consignadas en la base de datos de calidad del SUI. El OR deberá elaborar y mantener un documento que soporte los cálculos correspondientes.

### **6.2.3.4 Esquema de incentivos a la calidad media**

El desempeño de cada OR en términos de la calidad media brindada a sus usuarios causará la aplicación de un incentivo expresado como un valor que se adiciona o se resta del ingreso anual a reconocerle. El OR tendrá incentivo tanto por el desempeño alcanzado en términos de duraciones, medido con el indicador SAIDI, como en términos de frecuencia, medido por el indicador SAIFI, ambos indicadores descritos en el numeral 6.2.3.1.

Para establecer el desempeño en la calidad promedio brindada por un OR durante un año determinado se comparará el resultado de cada uno de los indicadores SAIDI y SAIFI, de ese año con respecto a la meta fijada para el mismo año.

Los incentivos debidos al desempeño del OR medidos con el indicador de duración, SAIDI, o con el indicador de frecuencia, SAIFI, se calculan con base en las siguientes expresiones:

#### **6.2.3.4.1 Incentivo por indicador de duración**

$$IC\_SAIDI_{t,j} = If\_SAIDI_{t,j} + Iv\_SAIDI_{t,j}$$

Donde:

$IC\_SAIDI_{t,j}$ : Incentivo de calidad por el indicador SAIDI alcanzado por el OR  $j$  en el año  $t-1$ , aplicable durante el año  $t$  del periodo tarifario.

$If\_SAIDI_{t,j}$ : Incentivo fijo que obtiene el OR  $j$  durante el año  $t$  del periodo tarifario, con base en el desempeño alcanzado respecto de la meta del indicador SAIDI para año  $t-1$ .

$Iv\_SAIDI_{t,j}$ : Incentivo variable que obtiene el OR  $j$  durante el año  $t$  del periodo tarifario, con base en el desempeño alcanzado respecto de la meta del indicador SAIDI para año  $t-1$ .

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

Para determinar el valor del incentivo fijo por el indicador SAIDI alcanzado,  $If\_SAIDI_{t,j}$ , se debe tener en cuenta lo siguiente:

- Si el SAIDI alcanzado en el año  $t-1$  se encuentra dentro de los límites de la banda de indiferencia de su meta para ese año, el incentivo fijo será igual a cero.
- Si el SAIDI alcanzado en el año  $t-1$  es menor que el límite inferior de la banda de indiferencia de su meta para ese año, el incentivo fijo se obtiene utilizando la siguiente expresión:

$$If\_SAIDI_{t,j} = 0,015 * VPC_{t-1,j}$$

- Si el SAIDI alcanzado en el año  $t-1$  es mayor que el límite superior de la banda de indiferencia de su meta para ese año, el incentivo fijo se obtiene utilizando la siguiente expresión:

$$If\_SAIDI_{t,j} = -(0,015 * VPC_{t-1,j})$$

- En el caso de que las metas anuales de SAIDI hayan sido modificadas por solicitud del OR, si el SAIDI alcanzado en el año  $t-1$  es menor que el límite inferior de la banda de indiferencia de su meta para ese año, el incentivo fijo se obtiene utilizando la siguiente expresión:

$$If\_SAIDI_{t,j} = \frac{Meta\ inicial_{t-1,j}}{Meta\ ajustada_{t-1,j}} * (0,015 * VPC_{t-1,j})$$

Donde:

$VPC_{t-1,j}$ : Valor del plan de inversiones aprobado al OR  $j$ , para el año  $t-1$ , sin considerar la parte destinada a expansiones. Este valor del plan de inversiones se obtiene así:

$$VPC_{t-1,j} = \sum_{n=1}^3 IAR_{j,n,t-1} + \sum_{n=1}^3 IAC_{j,n,t-1} + \sum_{n=1}^3 IAP_{j,n,t-1} + \sum_{n=1}^3 IATEC_{j,n,t-1}$$

Donde:

- $n$ : Nivel de tensión.
- $IAR_{j,n,t-1}$ : Variable definida en el numeral 3.1.1.4.2.
- $IAC_{j,n,t-1}$ : Variable definida en el numeral 3.1.1.4.3
- $IAP_{j,n,t-1}$ : Variable definida en el numeral 3.1.1.4.4
- $IATEC_{j,n,t-1}$ : Variable definida en el numeral 3.1.1.4.5

Para determinar el valor del incentivo variable,  $Iv\_SAIDI_{t,j}$ , se debe tener en cuenta lo siguiente:

EF

EF

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

- e. Si el SAIDI alcanzado en el año  $t-1$  se encuentra dentro de los límites de la banda de indiferencia de su meta para ese año, el incentivo variable será igual a cero.
- f. Si el SAIDI alcanzado en el año  $t-1$  se encuentra por encima o por debajo de los límites de la banda de indiferencia de su meta para ese año, el incentivo variable se obtiene utilizando la siguiente expresión:

$$Iv\_SAIDI_{t,j} = (SAIDI_{m_{t-1,j}} - SAIDI_{t-1,j}) * \frac{Iv\_SAIDI\ max_{i,t-1,j}}{SAIDI_{m_{t-1,j}}}$$

Donde:

$SAIDI_{t-1,j}$ : Indicador de duración de las interrupciones alcanzado por el OR  $j$  en el año  $t-1$ .

$SAIDI_{m_{t-1,j}}$ : Meta de duración de las interrupciones para el OR  $j$ , para el año  $t-1$ .

$Iv\_SAIDI\ max_{i,t-1,j}$ : Valor máximo que puede tomar el incentivo variable con respecto al indicador SAIDI, estimado con base en el plan de inversiones aprobado al OR  $j$  para el año  $t-1$ .

Para determinar el valor máximo que puede tomar el incentivo variable,  $Iv\_SAIDI\ max_{i,t-1,j}$ , debe tenerse en cuenta lo siguiente:

- g. Si el SAIDI alcanzado en el año  $t-1$  se encuentra por debajo del límite inferior de la banda de indiferencia de su meta para ese año, el valor máximo del incentivo variable se obtiene utilizando la siguiente expresión:

$$Iv\_SAIDI\ max_{i,t,j} = 0,015 * VPC_{t,j}$$

- h. Si el SAIDI alcanzado en el año  $t-1$  se encuentra por encima del límite superior de la banda de indiferencia de su meta para ese año, el incentivo variable se obtiene utilizando la siguiente expresión:

$$Iv\_SAIDI\ max_{i,t,j} = -0,03 * VPC_{t,j}$$

- i. En el caso de que las metas de duración anuales hayan sido modificadas por la solicitud del OR, si el SAIDI alcanzado en el año  $t-1$  es menor que el límite inferior de la banda de indiferencia de su meta para ese año, el valor máximo del incentivo variable se obtiene utilizando la siguiente expresión:

$$Iv\_SAIDI\ max_{i,t,j} = \frac{Meta\ inicial_{i,t,j}}{Meta\ ajustada_{i,t,j}} * 0,015 * VPC_{t,j}$$

#### 6.2.3.4.2 Incentivo por indicador de frecuencia

$$IC\_SAIFI_{t,j} = If\_SAIFI_{t,j} + Iv\_SAIFI_{t,j}$$

AS

AG

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

Donde:

$IC\_SAIFI_{t,j}$ : Incentivo de calidad por el indicador SAIFI alcanzado por el OR  $j$  en el año  $t-1$ , aplicable durante el año  $t$  del periodo tarifario.

$If\_SAIFI_{t,j}$ : Incentivo fijo que obtiene el OR  $j$  durante el año  $t$  del periodo tarifario, con base en el desempeño alcanzado respecto de la meta del indicador SAIFI para año  $t-1$ .

$Iv\_SAIFI_{t,j}$ : Incentivo variable que obtiene el OR  $j$  durante el año  $t$  del periodo tarifario, con base en el desempeño alcanzado respecto de la meta del indicador SAIFI para año  $t-1$ .

Para determinar el valor del incentivo fijo por el indicador SAIFI alcanzado,  $If\_SAIFI_{t,j}$ , se debe tener en cuenta lo siguiente:

- Si el SAIFI alcanzado en el año  $t-1$  se encuentra dentro de los límites de la banda de indiferencia de su meta para ese año, el incentivo fijo será igual a cero.
- Si el SAIFI alcanzado en el año  $t-1$  es menor que el límite inferior de la banda de indiferencia de su meta para ese año, el incentivo fijo se obtiene utilizando la siguiente expresión:

$$If\_SAIFI_{t,j} = 0,015 * VPC_{t-1,j}$$

- Si el SAIFI alcanzado en el año  $t-1$  es mayor que el límite superior de la banda de indiferencia de su meta para ese año, el incentivo fijo se obtiene utilizando la siguiente expresión:

$$If\_SAIFI_{t,j} = -(0,015 * VPC_{t-1,j})$$

- En el caso de que las metas anuales de SAIFI hayan sido modificadas por solicitud del OR, si el SAIFI alcanzado en el año  $t-1$  es menor que el límite inferior de la banda de indiferencia de su meta para ese año, el incentivo fijo se obtiene utilizando la siguiente expresión:

$$If\_SAIFI_{t,j} = \frac{Meta\ inicial_{t-1,j}}{Meta\ ajustada_{t-1,j}} * (0,015 * VPC_{t-1,j})$$

Donde:

$VPC_{t-1,j}$ : Valor del plan de inversiones aprobado al OR  $j$ , para el año  $t-1$ , sin considerar la parte destinada a expansiones. Este valor del plan de inversiones se obtiene así:

$$VPC_{t-1,j} = \sum_{n=1}^3 IAR_{j,n,t-1} + \sum_{n=1}^3 IAC_{j,n,t-1} + \sum_{n=1}^3 IAP_{j,n,t-1} + \sum_{n=1}^3 IART_{j,n,t-1}$$

ES

JK

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

Donde:

- $n$ : Nivel de tensión.
- $IAR_{j,n,t-1}$ : Variable definida en el numeral 3.1.1.4.2.
- $IAC_{j,n,t-1}$ : Variable definida en el numeral 3.1.1.4.3
- $IAP_{j,n,t-1}$ : Variable definida en el numeral 3.1.1.4.4
- $IATEC_{j,n,t-1}$ : Variable definida en el numeral 3.1.1.4.5

Para determinar el valor del incentivo variable,  $Iv\_SAIFI_{t,j}$ , se debe tener en cuenta lo siguiente:

- e. Si el SAIFI alcanzado en el año  $t-1$  se encuentra dentro de los límites de la banda de indiferencia de su meta para ese año, el incentivo variable será igual a cero.
- f. Si el SAIFI alcanzado en el año  $t-1$  se encuentra por encima o por debajo de los límites de la banda de indiferencia de su meta para ese año, el incentivo variable se obtiene utilizando la siguiente expresión:

$$Iv\_SAIFI_{t,j} = (SAIFIm_{t-1,j} - SAIFI_{t-1,j}) * \frac{Iv\_SAIFI\ max_{i,t-1,j}}{SAIFIm_{t-1,j}}$$

Donde:

- $SAIFI_{t-1,j}$ : Indicador de frecuencia de las interrupciones alcanzado por el OR  $j$  en el año  $t-1$ .
- $SAIFIm_{t-1,j}$ : Meta de frecuencia de las interrupciones para el OR  $j$ , para el año  $t-1$ .
- $Iv\_SAIFI\ max_{i,t-1,j}$ : Valor máximo que puede tomar el incentivo variable con respecto al indicador  $SAIFI$ , estimado con base en el plan de inversiones aprobado al OR  $j$  para el año  $t-1$ .

Para determinar el valor máximo que puede tomar el incentivo variable,  $Iv\_SAIFI\ max_{i,t-1,j}$ , debe tenerse en cuenta lo siguiente:

- g. Si el SAIFI alcanzado en el año  $t-1$  se encuentra por debajo del límite inferior de la banda de indiferencia de su meta para ese año, el valor máximo del incentivo variable se obtiene utilizando la siguiente expresión:

$$Iv\_SAIFI\ max_{i,t,j} = 0,015 * VPC_{t,j}$$

- h. Si el SAIFI alcanzado en el año  $t-1$  se encuentra por encima del límite superior de la banda de indiferencia de su meta para ese año, el incentivo variable se obtiene utilizando la siguiente expresión:

$$Iv\_SAIFI\ max_{i,t,j} = -0,03 * VPC_{t,j}$$

ES  
fz

GH

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

- i. En el caso de que las metas de frecuencia anuales hayan sido modificadas por la solicitud del OR, si el SAIFI alcanzado en el año  $t-1$  es menor que el límite inferior de la banda de indiferencia de su meta para ese año, el valor máximo del incentivo variable se obtiene utilizando la siguiente expresión:

$$Iv\_SAIFI\ max_{i,t,j} = \frac{Meta\ inicial_{i,t,j}}{Meta\ ajustada_{i,t,j}} * 0,015 * VPC_{t,j}$$

#### 6.2.4 Niveles de calidad individual

Los niveles de calidad individual del servicio en los SDL se identificarán a través de los indicadores DIU y FIU que se describen más adelante. Estos indicadores se utilizarán para identificar los niveles mínimos de calidad que deben garantizar los OR, así como los niveles individuales de calidad brindada mensualmente por los OR. La comparación entre los mínimos garantizados y la calidad individual brindada dará lugar a la aplicación del esquema de compensaciones descrito en el numeral 6.2.4.4.

##### 6.2.4.1 Indicadores de calidad individual

Los indicadores de calidad individual se establecerán a nivel de usuario.

El indicador DIU representa la duración total de las interrupciones que percibe cada usuario del SDL de un OR en un período mensual. Se establece mediante la siguiente expresión:

$$DIU_{u,m} = \sum_{i=1}^n D_{i,u,q,m}$$

Donde:

$DIU_{u,m}$ : Duración total en horas de las interrupciones percibidas por el usuario  $u$  durante el mes  $m$

$D_{i,u,q,m}$ : Duración en horas de la interrupción  $i$  que afectó al usuario  $u$  que pertenece al grupo de calidad  $q$  durante el mes  $m$

El indicador FIU representa la cantidad total de interrupciones que percibe cada usuario del SDL de un OR en un período mensual. Se establece mediante la siguiente expresión:

$$FIU_{u,m} = \sum_{i=1}^n F_{i,u,q,m}$$

Donde:

$FIU_{u,m}$ : Número total de interrupciones percibidas por el usuario  $u$  durante el mes  $m$

$F_{i,u,q,m}$ : Interrupción  $i$  que afectó al usuario  $u$  que pertenece al grupo de calidad  $q$ , durante el mes  $m$

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

#### **6.2.4.2 Calidad mínima garantizada**

Para la aplicación del esquema de compensaciones descrito en el numeral 6.2.4.4, la CREG establecerá niveles mínimos de calidad que deberán garantizarse a todos los usuarios de las redes del SDL. Estos niveles mínimos serán establecidos por la CREG por grupo de calidad para un período de un año.

Al inicio de cada año del período tarifario, cada OR deberá informar a la CREG la forma en que distribuirá el valor del indicador de calidad mínima garantizada en los diferentes meses del año. De manera que los indicadores de calidad mínima garantizada se expresarán así:

$DIUG_{m,j,q}$ : Duración máxima de interrupciones garantizada en el mes  $m$  a los usuarios del OR  $j$  del grupo de calidad  $q$ .

$FIUG_{m,j,q}$ : Número máximo de interrupciones garantizado en el mes  $m$  a los usuarios del OR  $j$  del grupo de calidad  $q$ .

El establecimiento de estos mínimos garantizados será el resultado de un estudio de la CREG que considera, además de las características físicas y eléctricas de los circuitos del sistema SDL, la ubicación de éstos y sus transformadores en los diferentes grupos de calidad descritos en el numeral 6.2.2.

#### **6.2.4.3 Calidad individual alcanzada**

Para la aplicación del esquema de compensaciones descrito en el numeral 6.2.4.4, los indicadores mensuales de calidad individual mínima garantizada,  $DIUG$  y  $FIUG$  establecidos por cada OR, serán comparados contra los indicadores de calidad individual alcanzada por el OR a cada uno de sus usuarios en el correspondiente mes. La calidad individual alcanzada se medirá para cada usuario con los indicadores  $DIU_{u,m}$  y  $FIU_{u,m}$  establecidos en el numeral 6.2.4.1.

Estos indicadores serán calculados por cada OR a partir de los registros de las interrupciones consignadas en la base de datos de calidad del SUI ocurridas en su SDL durante el mes de evaluación. El OR deberá elaborar y mantener 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 cada uno de los meses facturados y la calidad individual alcanzada por el OR en los mismos meses.

#### **6.2.4.4 Esquema de compensaciones**

El OR deberá informar a la SSPD y a CREG, a más tardar el 15 de enero de cada año, los estándares mínimos de calidad que aplicará a sus usuarios durante cada uno de los meses que componen ese año.

El informe deberá contener la repartición de las horas y el número máximo de interrupciones anuales por grupo de calidad, con base en los mínimos

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

garantizados establecidos en el numeral 6.2.4.2. Si el OR no cumple esta disposición dentro del plazo establecido, las horas y el número de interrupciones del año se repartirán en partes iguales.

Cuando un usuario reciba un número de horas o un número de interrupciones superior al máximo establecido para un determinado mes, el OR deberá compensarlo utilizando la siguiente expresión:

$$VC_f = VCD_f + VCF_f$$

$$VCD_f = 0,25 * Dt_{n,j,m,t} * CPM * MI * \frac{DIU_{u,m}}{DIUG_{m,j,q}}$$

$$VCF_f = 0,25 * Dt_{n,j,m,t} * CPM * MI * \frac{FIU_{u,m}}{FIUG_{m,j,q}}$$

Donde:

$VCD_f$ : Valor a compensar al usuario en la factura  $f$  por incumplimiento de la duración máxima de interrupciones.

$VCF_f$ : Valor a compensar al usuario en la factura  $f$  por incumplimiento del número máximo de interrupciones garantizado.

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

$CPM$ : Consumo promedio mensual en kWh facturado al usuario en la factura  $f$ .

$MI$ : Número de meses de los que se están facturando en los que se incumplió el estándar.

$DIU_{u,m}$ : Variable establecida en el numeral 6.2.4.1

$FIU_{u,m}$ : Variable establecida en el numeral 6.2.4.1

$DIUG_{m,j,q}$ : Variable establecida en el numeral 6.2.4.2

$FIUG_{m,j,q}$ : Variable establecida en el numeral 6.2.4.2

El consumo promedio mensual del usuario,  $CPM$ , se calcula utilizando la siguiente expresión:

$$CPM = CF_f * \frac{d_f}{30}$$

Donde:

$CF_f$ : Consumo facturado al usuario en la factura  $f$  en kWh.

$d_f$ : Número de días facturados al usuario en la factura  $f$ .

ES

9/1

GH

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

En ningún caso, el valor mensual a compensar a cada usuario,  $VC_f$ , podrá ser superior al costo del servicio de distribución facturado al usuario en el respectivo mes.

Si un usuario sujeto de compensación se encuentra en mora en el mes de aplicación de la compensación, ésta se le deberá reflejar como una disminución del valor en mora pagar.

#### **6.2.5 Contratos de calidad extra**

El usuario que lo requiera podrá solicitar al OR la realización de un contrato de calidad extra, mediante el cual las partes acordarán los valores máximos de duración y frecuencia de las interrupciones que el OR se comprometerá a brindarle en forma adicional a los mínimos garantizados establecidos por la regulación, la forma en que el usuario pagará por esta calidad adicional y las compensaciones que se generarán por el incumplimiento.

La negociación de estos contratos considerará la posibilidad de realizar un acuerdo de mayor pago por el servicio de distribución a cambio de garantizar las mejores condiciones de continuidad acordadas.

Los acuerdos objeto de estos contratos deben tener en cuenta que en todo caso el OR deberá cumplirle al usuario los estándares mínimos garantizados de que trata el numeral 6.2.4.2 y las compensaciones que de estos se derivan, por lo que el acuerdo que se haga en el contrato de calidad extra será por la diferencia entre los niveles mínimos garantizados y los nuevos valores que 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 de esta resolución, cada OR deberá adoptar un procedimiento para la solicitud y acuerdo final de este tipo de contratos, el cual deberá ser informado a cada uno de los clientes y publicados en su página de internet en forma visible y de fácil acceso para todos los usuarios. Copia de las solicitudes y el resultado de las negociaciones deben ser enviados a la CREG y a la SSPD.

#### **6.2.6 Requisitos del esquema de incentivos y compensaciones**

Los OR tienen la obligación de cumplir en forma permanente los requisitos que se indican a continuación:

- a. Vinculación de usuarios a transformadores y circuitos. El OR deberá contar con un procedimiento que garantice la actualización permanente de la información de georreferenciación de la red y de la vinculación de usuarios a los circuitos y transformadores, que haga parte de su certificación de gestión de la calidad.
- b. Sistema de medición y procedimientos de registro y reporte del OR certificados.
- c. Sistema de gestión de la distribución, DMS.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

- d. Telemedición y control automático en elementos de corte y maniobra instalados en la cabecera de circuito.
- e. Telemedición y control automático en elementos de corte y maniobra instalados en un punto de cada circuito adicional al indicado en el literal d anterior, como se indica en el numeral 6.2.7.1. Este requisito se entenderá cumplido cuando la cantidad de circuitos con el equipo mencionado sea mayor o igual al 90% del número total de circuitos de los niveles de tensión 2 y 3 del SDL del respectivo OR. Los OR tendrán un plazo máximo de un año para el cumplimiento de este requisito, contado a partir de la entrada en vigencia de esta resolución.

El OR deberá garantizar que en todo momento los requisitos d y e se mantengan operativos por lo menos en el 90% de los circuitos.

La verificación de estos requisitos deberá ser contratada por el OR y realizada por firmas seleccionadas del listado definido por el CNO en cumplimiento de lo establecido en la Resolución CREG 025 de 2013 o la que la modifique o sustituya. Como resultado de esta verificación el OR deberá enviar dentro de los plazos previstos en esa resolución, copia a la CREG y a la SSPD del informe de la firma seleccionada en el que se certifique, en forma clara y sin ambigüedades, el cumplimiento de los mencionados requisitos.

#### **6.2.6.1 Condiciones para el cumplimiento de requisitos**

El cumplimiento de los anteriores requisitos estará sujeto a las siguientes condiciones de verificación y de aplicación del esquema de incentivos, sin perjuicio de las acciones que adelante la SSPD para los OR que han incumplido la aplicación del esquema de calidad establecido en la Resolución CREG 097 de 2008.

- a. Los OR que a la fecha de aprobación de su ingreso no estén aplicando el esquema de calidad establecido en la Resolución CREG 097 de 2008, tendrán la obligación de realizar durante el primer año del periodo tarifario las inversiones necesarias para dar cumplimiento a los requisitos c, d y e del numeral 6.2.6. Sin perjuicio de lo anterior, desde el primer mes del primer año del periodo tarifario el OR estará sujeto a la aplicación del esquema de compensaciones descrito en el numeral 6.2.4.4 y, a partir del primer mes del segundo año, y durante todo ese año, se le aplicará un incentivo negativo máximo que se calculará de acuerdo con lo que se establece en el numeral 6.2.3.4. siempre y cuando no haya cumplido los requisitos c, d y e.

Para estos OR, la aplicación por primera vez de la medición, registro y reporte del esquema de incentivos descrito en el numeral 6.2.3.4 se dará a partir del primer mes del segundo año del periodo tarifario, por lo tanto el certificado de cumplimiento de los requisitos a, b, c, d y e del numeral 6.2.6 deberá entregarse a la CREG quince (15) días antes del inicio del primer mes de ese año. A partir del primer mes del tercer año recibirá el incentivo calculado del acuerdo con lo que se establece en el numeral 6.2.3.4.

ES

GH

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

- b. Los OR que a la fecha de aprobación de su ingreso no estén aplicando el esquema de calidad establecido en la Resolución CREG 097 de 2008, pero que hayan realizado las inversiones entre la fecha de corte utilizada para el cálculo de sus ingresos y la fecha de aprobación mencionada, podrán incluir para su remuneración durante el primer año del periodo tarifario los activos requeridos para cumplir los requisitos c y d del numeral 6.2.6. Sin embargo, estos OR tendrán la obligación de realizar durante este mismo año del periodo tarifario las inversiones necesarias para dar cumplimiento al requisito e del mismo numeral.

Para estos OR, la aplicación del esquema de incentivos descrito en el numeral 6.2.3.4 se dará a partir del primer mes del primer año del periodo tarifario, siempre y cuando el certificado de cumplimiento de los requisitos a, b, c, y d del numeral 6.2.6 sea entregado a la CREG quince (15) días antes del inicio del primer mes de ese año. En caso contrario, le aplicarán las condiciones establecidas en el numeral a anterior.

Sin perjuicio de esta disposición, el OR estará sujeto a la aplicación del esquema de compensaciones, descrito en el numeral 6.2.4.4, desde el primer mes del primer año del periodo tarifario.

- c. Los OR que a la fecha de aprobación de su ingreso estén aplicando el esquema de calidad establecido en la Resolución CREG 097 de 2008, tendrán la obligación de realizar durante el primer año del periodo tarifario las inversiones necesarias para dar cumplimiento al requisito e del numeral 6.2.6. Para estos OR, la aplicación del esquema de incentivos descrito en el numeral 6.2.3.4 y el esquema de compensaciones descrito en el numeral 6.2.4.4 se dará a partir del primer mes del primer año del periodo tarifario.
- d. Los OR que al inicio del segundo año del periodo tarifario no tengan certificado el cumplimiento de todos los requisitos indicados en este numeral, esto es los requisitos a, b, c, d y e del numeral 6.2.6 en los casos i y ii anteriores, y el requisito e en el caso iii, serán objeto de un incentivo mensual equivalente al máximo incentivo negativo del que trata el numeral 6.2.3.4, considerando un valor total del plan de inversión del OR igual al máximo establecido en el numeral 7.4. Este incentivo negativo se mantendrá cada mes hasta tanto el OR certifique el cumplimiento de todos los requisitos mencionados en este numeral.

#### **6.2.6.2 Remuneración de inversiones para cumplimiento de requisitos**

La remuneración de las inversiones necesarias para cumplir los requisitos c, d y e del numeral 6.2.6, siempre y cuando los activos necesarios no se encuentren dentro del inventario de activos utilizado para la definición de la base regulatoria de activos de un OR al inicio del periodo tarifario, del cual trata el numeral 3.1, se entenderá incluida: i) en los planes de inversión que para el primer año presente el OR según lo establecido en el literal a del numeral 7.2 o, ii) en caso de que el OR escoja la opción de presentar su plan de inversiones a partir del segundo año, en el mínimo reconocimiento de inversiones que le aplicará la CREG para ese primer año según numeral 3.1.1.5.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

### **6.2.7 Información básica para la aplicación del esquema de incentivos**

La información básica para la aplicación del esquema de incentivos y la estimación de los indicadores, incentivos y compensaciones debe ser medida, registrada y reportada de acuerdo con lo que se establece en este numeral.

#### **6.2.7.1 Medición de las interrupciones**

Los OR deberán disponer, como mínimo, de dos equipos de corte y maniobra en las redes de los niveles de tensión 2 y 3, que puedan ser medidos y controlados de manera remota. El primero de los equipos mencionados deberá estar instalado en la cabecera de cada circuito mientras que el segundo deberá instalarse en el punto del circuito que el OR determine.

Para los equipos instalados en la cabecera de los circuitos se deberá capturar y reportar tanto las medidas de corriente y tensión como los eventos de aperturas o cierres durante su operación con la respectiva estampa de tiempo en una resolución de un (1) milisegundo. En el caso de los equipos de corte instalados en los circuitos se deberá capturar y reportar solo los eventos de aperturas o cierres durante su operación con la respectiva estampa de tiempo en una resolución de un (1) milisegundo.

El OR debe garantizar que los equipos se mantengan funcionando el 90 % del tiempo y que las estampas de tiempo de los eventos estén sincronizadas con la hora oficial colombiana, a través de los protocolos utilizados para su supervisión.

Adicionalmente, el OR deberá realizar un programa piloto para la instalación de equipos que midan y reporten de manera remota la energía y la duración y frecuencia de las interrupciones recibidas de manera individual por al menos el 10 % de los usuarios que se conectan a sus redes. Esta obligación deberá cumplirse durante el periodo tarifario y las inversiones requeridas deberán incluirse en el plan de inversiones del OR.

#### **6.2.7.2 Registro de la información de las interrupciones**

El sistema de gestión de la distribución, DMS, deberá contar con la capacidad de registro de las interrupciones del servicio sucedidas en las redes del OR; las cuales deberán estar almacenadas en una sola base de datos, de tal forma que puedan ser utilizadas para los procesos de consulta y reporte. El DMS deberá estar compuesto por un sistema SCADA, un sistema de información histórica, HIS; un sistema de información geográfico, GIS; un sistema de gestión de interrupciones del servicio, OMS; un sistema de información de usuarios, CIS y un servicio de atención de reclamos vía telefónica, IVR. Todos estos sistemas deben contar con una plataforma integrada de operación con interfaces que les permitan comunicarse entre ellos.

La información de interrupciones que no sea capturada a través de los equipos de corte y maniobra mencionados en el numeral 6.2.7.1 y la información de interrupciones en transformadores y redes de nivel de tensión 1 deberá ser registrada en el OMS con base en los reportes de interrupciones hechos por los usuarios a través de la interfaz con el IVR.

11

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

A efectos de garantizar la confiabilidad de la medición y de la información resultante, el OR deberá obtener y/o mantener vigente una certificación de gestión de calidad de su proceso de distribución.

El registro de las interrupciones medidas debe responder a un procedimiento el cual garantice que, de manera veraz y verificable, el OR mantenga un seguimiento cronológico de todas las interrupciones que suceden a nivel de circuito, a nivel de transformador y a nivel de la red de nivel de tensión 1.

Los procedimientos de registro deben ser diseñados por cada OR y ser parte del certificado de gestión de calidad mencionado. Esta certificación debe permanecer vigente y su incumplimiento se considerará un incumplimiento en la prestación continua del servicio en el SDL.

Toda la información registrada en el HIS de cada OR deberá mantenerse salvaguardada y estar disponible en línea para consulta por un término mínimo de dos (2) años, para efectos de verificación, vigilancia, control y regulación, entre otros. Posteriormente a este período, la información deberá ser almacenada en un sistema de archivamiento externo de largo plazo.

La información a registrar para cada interrupción del servicio será la siguiente:

- a. código de evento,
- b. estampa de tiempo en una resolución de un (1) milisegundo del evento,
- c. código de circuitos de niveles de tensión 2 y 3 y transformadores y/o red de nivel de tensión 1 afectados,
- d. código NIU de los usuarios afectados,
- e. causa de la interrupción de acuerdo con la tabla Tabla 7 de este capítulo,
- f. clasificación de la interrupción de acuerdo con lo establecido en el numeral 6.2.1.1,
- g. carga total interrumpida o energía no suministrada en kWh por cada evento.

### **6.2.7.3 Reporte de la información de las interrupciones al LAC**

Con el fin de salvaguardar la información original de las interrupciones del servicio y realizar análisis estadísticos del comportamiento de la calidad, los OR deberán realizar reportes al LAC con base en lo que se establece a continuación.

#### **6.2.7.3.1 Procedimiento de reporte al LAC.**

A efectos de reportar al LAC la información de interrupciones los OR podrán optar por alguna de las siguientes opciones:

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

- a. En la medida en que exista un acuerdo bilateral que permita técnicamente la opción, el OR dará permiso al LAC para que éste tenga acceso directo a sus bases de datos.
- b. A través de un aplicativo web service XML automático dispuesto por LAC, en cumplimiento de los detalles técnicos definidos por este.

Independientemente de la opción de reporte utilizada por el OR, éste es el responsable de garantizar la entrega de la totalidad de la información requerida y su veracidad, así como de garantizar la originalidad de los eventos de interrupciones sucedidos en su red.

Es responsabilidad del LAC definir las características que deben cumplir los reportes y archivos del OR para garantizar la calidad y adecuada utilización de los reportes recibidos.

#### **6.2.7.3.2 Reporte diario al LAC.**

Con el fin de evitar posibles congestiones en los canales de comunicación y para garantizar la oportunidad de los reportes diarios, el LAC deberá definir una hora de reporte a cada OR, entre las 9:00 horas y las 12:00 horas del día siguiente a la operación, la cual deberá rotarse mensualmente entre todos los OR a fin de procurar la posibilidad de reporte en los diferentes horarios posibles.

Dentro del rango horario establecido por el LAC al OR, éste último debe reportar diariamente cada una de los eventos sucedidos en su red durante las 24 horas del día de la operación, informando para cada uno de ellos:

- a. código de evento,
- b. hora inicial (hh:mm:ss)
- c. hora final (hh:mm:ss)
- d. código de transformadores y/o circuitos afectados.
- e. número de usuarios afectados

Para los usuarios, transformadores y/o circuitos no afectados por interrupciones deberá reportar un único evento con hora inicial y final igual a cero.

Este reporte deberá ser conservado por el LAC por un periodo mínimo de dos (2) años, para someterlo a verificación de la información o para revisión y consulta de la SSPD, si ésta así lo requiere.

Es responsabilidad del OR utilizar para todos sus reportes el mismo código de usuario, transformador o circuito asignado para la vinculación reportada al SUI.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

Dentro de los diez (10) días siguientes a la finalización del mes el OR deberá informar al LAC los cambios que haya hecho con respecto al reporte diario, tales como agregación de eventos, agregación de usuarios, transformadores y/o circuitos afectados, eliminación de eventos o modificación de las duraciones, etc., entregando las justificaciones en que basó estos cambios.

Este informe se realizará en los formatos y condiciones que determine el LAC para tal fin.

El reporte deberá ser conservado por el LAC por un período mínimo de dos años para someterlo a la verificación de la información o para revisión y consulta de la SSPD, si ésta así lo requiere.

#### **6.2.7.3.3 Reporte mensual al LAC.**

Sobre cada uno de los eventos que no hayan sido eliminados del reporte de eventos diarios después del proceso de validación de que trata el numeral 6.2.7.3.2, el OR deberá reportar mensualmente al LAC lo siguiente:

- a. La clasificación de que trata el numeral 6.2.1.1.
- b. La descripción de la causa según Tabla 7, de cada uno de los eventos que no hayan sido eliminados del reporte diario después del proceso de validación de que trata el numeral 6.2.7.3.3.
- c. Número total de usuarios conectados a la red del OR el último día del mes.

Este reporte será presentado dentro de los cinco (5) días siguientes al reporte al SUI de la información de calidad del último mes.

#### **6.2.7.4 Reporte de la información de las interrupciones al SUI**

La información de interrupciones sucedidas en los SDL y los indicadores de calidad, así como los incentivos y compensaciones resultantes de la aplicación del esquema establecido en este capítulo, deberán ser reportad por los OR al SUI como se define a continuación.

##### **6.2.7.4.1 Información a reportar**

Los reportes de información de calidad de cada OR al SUI, en los formatos y condiciones que para el efecto se determinen, serán mensuales y corresponderán como mínimo a la información de interrupciones sucedidas en los circuitos de nivel de tensión 2 y 3, en los transformadores de los niveles de tensión 1, 2 y 3 y las percibidas por los usuarios por eventos en las redes de nivel de tensión 1. Con respecto a los eventos en las redes de nivel de tensión 1 deben considerarse los sucedidos en cada una de las fases.

Los reportes de interrupciones en circuitos, transformadores y las percibidas por los usuarios por eventos en las redes de baja tensión se harán en las bases de datos independientes que para tal fin se establezcan en el SUI y estos reportes no serán acumulativos entre ellos.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

Los tres reportes deben contener como mínimo la siguiente información:

- a. Código de cada circuito, transformador o NIU, según corresponda.
- b. Nombre y código de la subestación que alimenta cada circuito.
- c. Número de usuarios que durante el mes estuvieron conectados en cada transformador.
- d. Voltaje nominal de cada circuito y relación de transformación de cada transformador.
- e. Grupo de calidad al que pertenece cada transformador y cada usuario.
- f. Longitud de cada circuito.
- g. Georreferenciación de cada transformador.
- h. Municipio en el que está ubicado cada usuario.
- i. Demás información solicitada por el SUI.

Todas las interrupciones iguales o menores a un (1) minuto no se deberán incluir en los cálculos de los indicadores, pero debe mantenerse su registro de manera independiente.

#### **6.2.7.4.2 Estimación y reporte de indicadores, incentivos y compensaciones al SUI**

Con base en la información mensual agregada anualmente, el OR estimará los indicadores anuales de calidad media y demás componentes necesarios para la determinación de los incentivos.

El día quince (15) del mes siguiente al de medición deberá reportar al SUI el SAIDI y SAIFI correspondiente a las interrupciones sucedidas desde el inicio del año del periodo tarifario hasta el mes de reporte. El día quince (15) del mes siguiente al de finalización del año de evaluación, el OR reportará al SUI el SAIDI y el SAIFI anual definitivo para el cálculo de los incentivos anuales.

Con base en la información mensual de calidad reportada al SUI, el OR estimará los indicadores mensuales de calidad individual y demás componentes necesarios para la determinación de las compensaciones.

El día quince (15) del mes siguiente al de medición el OR reportará al SUI el DIU y FIU y demás índices y componentes necesarios para el cálculo de las compensaciones mensuales.

También mensual o anualmente, según corresponda, elaborará un documento que soporte estos cálculos los cuales deberán ser conservados por el OR por un término mínimo de dos (2) años para efectos de la aplicación de las verificaciones a la información o para revisión y consulta de la SSPD, si ésta así lo requiere.

ES  
11

216

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

Para el cálculo de los indicadores de calidad media e individual el OR deberá sumar la información de interrupciones de circuitos, de transformadores y las percibidas por los usuarios por eventos en las redes de nivel de tensión 1 reportadas en las bases de datos del SUI.

#### **6.2.8 Verificaciones a la Información**

Adicional a las verificaciones de cumplimiento de los requisitos establecidos en el numeral 6.2.6, el OR debe contratar una verificación a la información registrada y reportada sobre las interrupciones del servicio, así como a la aplicación del esquema de incentivos y compensaciones, en los términos establecidos en la Resolución CREG 025 de 2013 o la que la modifique o sustituya.

Los resultados de estas verificaciones deberán ser entregados a la CREG y la SSPD con el propósito de que esta última, en ejercicio de sus funciones, establezca si el respectivo OR ha incurrido en conductas sancionables por violaciones a la ley y a los actos administrativos a los que está sujeto, todo sin perjuicio de la responsabilidad penal que pueda deducirse de estas conductas.

#### **6.2.9 Responsabilidades de información sobre la calidad en los SDL**

##### **6.2.9.1 Responsabilidades de los OR**

Los OR tienen siguientes responsabilidades y obligaciones con respecto al esquema de calidad del servicio en el SDL:

- a. Asignar los códigos de circuitos y 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 y transformadores para garantizar la aplicación adecuada del esquema de incentivos y compensaciones.
- d. Garantizar que cada usuario pueda comunicarse de manera gratuita con el sistema de atención telefónica IVR a través de cualquier línea telefónica móvil o fija disponible en el país.
- e. Reportar la información de interrupciones al SUI y al LAC de acuerdo con los requerimientos y plazos establecidos en esta resolución o aquellas que las modifiquen o sustituyan.
- f. Mantener permanentemente actualizada y reportada al SUI la base de datos georreferenciada de su red, e informar mensualmente al comercializador sobre los cambios en la vinculación que se hayan producido.
- g. Informar oportunamente al comercializador los indicadores DIU y FIU por usuario para que éste pueda aplicar las compensaciones correspondientes.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

- h. Mantener por un término mínimo de dos años, para efectos de la aplicación de las verificaciones a la información o para revisión y consulta de la SSPD si ésta así lo requiere, el soporte de cada una de las clasificaciones de eventos por exclusión o eliminación realizadas con respecto a sus reportes trimestrales al SUI y al LAC.

#### **6.2.9.2 Responsabilidades de los comercializadores**

Son responsabilidades y obligaciones del comercializador:

- a. En la facturación mensual de los usuarios, calcular y aplicar los valores a compensar que se deriven de la aplicación de esquema de calidad del servicio.
- b. En cada factura que emita el comercializador a sus usuarios deberá presentar la siguiente información, con base en la información contenida en el SUI:
  - i. Código del transformador al cual se encuentra conectado el Usuario.
  - ii. Grupo de calidad al cual pertenece el usuario.
  - iii. Indicadores DIU y FUI mínimos garantizados utilizados en la facturación del mes o meses correspondientes.
  - iv. Indicadores DIU y FUI mínimos alcanzados utilizados en la facturación del mes o meses correspondientes.
  - v. Valor a compensar cuando es sujeto de ello.
  - vi. Nombre y dirección del OR del sistema al que se conecta el usuario y el número telefónico para comunicarse al servicio de atención telefónica las interrupciones del servicio.

#### **6.2.9.3 Responsabilidades del LAC**

Son responsabilidades del LAC las siguientes:

- a. Conservar la información original reportada diariamente por los OR al LAC por un término mínimo de dos años para someterlos a la verificación de la información o para revisión y consulta de la SSPD.
- b. Conservar el informe de cambios reportado mensualmente por los OR al LAC por un término mínimo de dos años para someterlos a la verificación de la información o para revisión y consulta de la SSPD.
- c. Dentro de los quince (15) siguientes al recibo del informe anterior, el LAC deberá generar un reporte mensual de eventos con base en la información original diaria y los cambios mensuales reportados por el OR, a partir del cual debe estimar diferentes indicadores de calidad del servicio a nivel promedio del país, por OR y por grupo de calidad. Como mínimo se deberá incluir los indicadores SAIDI, SAIFI, CAIDI, CAIFI, MAIFI, TIEPI, NIEPI, así

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

como estadísticas descriptivas de la calidad del servicio con respecto a las causas y clasificaciones de las interrupciones.

Este reporte deberá utilizar la información correspondiente a las interrupciones sucedidas en el mes inmediatamente anterior y agregadas desde el inicio del año del periodo tarifario hasta el mes de reporte y estar disponible para consulta pública en la página web del LAC.

#### 6.2.10 Calidad en empresas o en redes que se interconecten al SIN

Las empresas distribuidoras que se vinculen al SIN provenientes de las zonas no interconectadas, ZNI, deberán reportar la información de interrupciones sucedidas en su sistema al SUI, en los formatos y condiciones existentes, a partir de la entrada en vigencia de la resolución que apruebe su ingreso.

La empresa contará con un plazo máximo de dieciocho (18) meses, contados a partir de la fecha del establecimiento de los cargos de distribución del SIN para certificar el cumplimiento de los requisitos establecidos en el numeral 6.2.6. A partir de ese momento el OR deberá dar inicio a la aplicación del esquema de incentivos y compensaciones establecido en este capítulo.

Las metas de calidad media que deberán alcanzar estos OR, para cada año restante del periodo tarifario, serán establecidas por la CREG y por tanto el OR deberá solicitarlas mediante comunicación escrita, con una antelación mínima de dos meses al envío de la certificación de cumplimiento de requisitos. Las metas serán establecidas con los mismos criterios definidos en el numeral 6.2.3.2.

Cuando se interconecten al SIN de un OR existente nuevas redes con el propósito de ampliación de cobertura, la información de interrupciones deberá ser reportada en el SUI y en el LAC pero no será considerada para el establecimiento de los indicadores de calidad media y calidad individual del OR ni para la estimación de los incentivos y compensaciones hasta que hayan transcurrido doce (12) meses después de su interconexión.

Tabla 6 Listado de municipios con índices de riesgo y ruralidad

CODIGO DANE	DEPTO	MUNICIPIO	IR	IRF
91263	AMAZONAS	EL ENCANTO	89,10	21,69
91405	AMAZONAS	LA CHORRERA	92,06	23,64
91407	AMAZONAS	LA PEDRERA	90,12	22,41
91430	AMAZONAS	LA VICTORIA	85,03	23,09
91001	AMAZONAS	LETICIA	69,68	19,31
91460	AMAZONAS	MIRITI-PARANA	100,00	23,15
91530	AMAZONAS	PUERTO ALEGRIA	95,77	24,21
91536	AMAZONAS	PUERTO ARICA	100,00	21,96
91540	AMAZONAS	PUERTO NARIÑO	71,73	18,44
91669	AMAZONAS	PUERTO SANTANDER	96,08	31,10
91798	AMAZONAS	TARAPACA	71,73	18,56
5002	ANTIOQUIA	ABEJORRAL	44,82	24,08
5004	ANTIOQUIA	ABRIAQUI	57,98	24,02
5021	ANTIOQUIA	ALEJANDRIA	48,40	50,49
5030	ANTIOQUIA	AMAGA	27,59	57,64
5031	ANTIOQUIA	AMALFI	54,10	38,89

CODIGO DANE	DEPTO	MUNICIPIO	IR	IRF
5034	ANTIOQUIA	ANDES	38,29	46,86
5036	ANTIOQUIA	ANGELOPOLIS	37,24	55,54
5038	ANTIOQUIA	ANGOSTURA	47,10	36,81
5040	ANTIOQUIA	ANORI	58,00	51,42
5044	ANTIOQUIA	ANZA	47,71	33,75
5045	ANTIOQUIA	APARTADO	34,20	39,34
5051	ANTIOQUIA	ARBOLETES	48,24	45,36
5055	ANTIOQUIA	ARGELIA	45,73	56,29
5059	ANTIOQUIA	ARMENIA	43,04	36,51
5079	ANTIOQUIA	BARBOSA	32,48	39,93
5088	ANTIOQUIA	BELLO	11,97	28,47
5086	ANTIOQUIA	BELMIRA	50,90	22,18
5091	ANTIOQUIA	BETANIA	42,29	40,00
5093	ANTIOQUIA	BETULIA	41,85	48,81
5107	ANTIOQUIA	BRICEÑO	51,86	49,85
5113	ANTIOQUIA	BURITICA	52,46	22,83

8  
F

8

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

CÓDIGO DANE	DEPTO	MUNICIPIO	IR	IRF	CODIGO DANE	DEPTO	MUNICIPIO	IR	IRF
5120	ANTIOQUIA	CACERES	56,12	70,72	5591	ANTIOQUIA	PUERTO TRIUNFO	46,24	61,31
5125	ANTIOQUIA	CAICEDO	45,86	23,68	5604	ANTIOQUIA	REMEDIOS	57,16	64,92
5129	ANTIOQUIA	CALDAS	23,97	52,50	5607	ANTIOQUIA	RETIRO	40,03	30,24
5134	ANTIOQUIA	CAMPAMENTO	46,16	40,13	5615	ANTIOQUIA	RIONEGRO	24,24	27,63
5138	ANTIOQUIA	CAÑASGORDAS	45,91	36,94	5628	ANTIOQUIA	SABANALARGA	49,02	19,03
5142	ANTIOQUIA	CARACOLI	53,10	47,45	5631	ANTIOQUIA	SABANETA	9,96	45,68
5145	ANTIOQUIA	CARAMANTA	41,97	41,08	5642	ANTIOQUIA	SALGAR	41,71	46,87
5147	ANTIOQUIA	CAREPA	40,44	41,94	5647	ANTIOQUIA	SAN ANDRES	48,28	26,34
5148	ANTIOQUIA	CARMEN D VIBORAL	38,27	28,75	5649	ANTIOQUIA	SAN CARLOS	50,92	69,73
5150	ANTIOQUIA	CAROLINA	50,92	46,02	5652	ANTIOQUIA	SAN FRANCISCO	52,17	82,26
5154	ANTIOQUIA	CAUCASIA	45,06	55,77	5656	ANTIOQUIA	SAN JERONIMO	40,28	27,95
5172	ANTIOQUIA	CHIGORODO	43,05	48,05	5658	ANTIOQUIA	SN JSE D MONTAÑA	50,34	22,47
5190	ANTIOQUIA	CISNEROS	33,50	63,82	5659	ANTIOQUIA	SN JUAN DE URABA	42,73	54,15
5101	ANTIOQUIA	BOLIVAR	37,91	47,08	5660	ANTIOQUIA	SAN LUIS	51,04	63,65
5197	ANTIOQUIA	COCORNA	41,19	57,71	5664	ANTIOQUIA	SAN PEDRO	37,54	19,22
5206	ANTIOQUIA	CONCEPCION	48,92	37,11	5665	ANTIOQUIA	SN PEDRO D URABA	46,39	35,14
5209	ANTIOQUIA	CONCORDIA	38,59	42,28	5667	ANTIOQUIA	SAN RAFAEL	46,66	71,38
5212	ANTIOQUIA	COPACABANA	20,21	27,70	5670	ANTIOQUIA	SAN ROQUE	46,03	53,60
5234	ANTIOQUIA	DABEIBA	57,07	24,69	5674	ANTIOQUIA	SAN VICENTE	38,56	25,28
5237	ANTIOQUIA	DON MATIAS	39,35	40,64	5679	ANTIOQUIA	SANTA BARBARA	36,33	31,22
5240	ANTIOQUIA	EBEJICO	42,48	33,97	5042	ANTIOQUIA	ANTIOQUIA	46,93	17,92
5250	ANTIOQUIA	EL BAGRE	50,89	66,03	5686	ANTIOQUIA	STA ROSA DE OSOS	44,78	24,31
5264	ANTIOQUIA	ENTRERRIOS	45,75	21,81	5690	ANTIOQUIA	SANTO DOMINGO	45,27	54,23
5266	ANTIOQUIA	ENVIGADO	8,19	35,94	5697	ANTIOQUIA	SANTUARIO	28,23	32,36
5282	ANTIOQUIA	FREDONIA	38,02	57,33	5736	ANTIOQUIA	SEGOVIA	49,57	65,03
5284	ANTIOQUIA	FRONTINO	54,83	43,85	5756	ANTIOQUIA	SONSON	47,82	33,32
5306	ANTIOQUIA	GIRALDO	47,81	25,77	5761	ANTIOQUIA	SOPETRAN	41,84	25,87
5308	ANTIOQUIA	GIRARDOTA	24,69	31,56	5789	ANTIOQUIA	TAMESIS	41,39	41,01
5310	ANTIOQUIA	GOMEZ PLATA	47,84	45,94	5790	ANTIOQUIA	TARAZA	54,12	70,75
5313	ANTIOQUIA	GRANADA	43,26	40,00	5792	ANTIOQUIA	TARSO	41,69	40,10
5315	ANTIOQUIA	GUADALUPE	45,11	41,05	5809	ANTIOQUIA	TITIRIBI	37,60	36,71
5318	ANTIOQUIA	GUARNE	30,30	24,83	5819	ANTIOQUIA	TOLEDO	46,19	28,19
5321	ANTIOQUIA	GUATAPE	41,09	55,97	5837	ANTIOQUIA	TURBO	48,19	48,00
5347	ANTIOQUIA	HELICONIA	41,20	51,45	5842	ANTIOQUIA	URAMITA	49,42	30,41
5353	ANTIOQUIA	HISPANIA	39,23	42,94	5847	ANTIOQUIA	URRAO	53,63	31,33
5360	ANTIOQUIA	ITAGUI	0,00	36,01	5854	ANTIOQUIA	VALDIVIA	50,05	67,89
5361	ANTIOQUIA	ITUANGO	57,93	31,06	5856	ANTIOQUIA	VALPARAISO	43,33	32,61
5364	ANTIOQUIA	JARDIN	40,90	49,17	5858	ANTIOQUIA	VEGACHI	52,25	50,52
5368	ANTIOQUIA	JERICO	41,37	41,99	5861	ANTIOQUIA	VENECIA	37,71	59,41
5376	ANTIOQUIA	LA CEJA	27,54	30,31	5873	ANTIOQUIA	VIGIA DEL FUERTE	66,92	48,82
5380	ANTIOQUIA	LA ESTRELLA	15,76	45,42	5885	ANTIOQUIA	YALI	53,67	37,75
5390	ANTIOQUIA	LA PINTADA	35,61	33,63	5887	ANTIOQUIA	YARUMAL	44,68	32,54
5400	ANTIOQUIA	LA UNION	37,17	41,43	5890	ANTIOQUIA	YOLOMBO	52,65	41,23
5411	ANTIOQUIA	LIBORINA	45,60	22,80	5893	ANTIOQUIA	YONDO	59,49	52,01
5425	ANTIOQUIA	MACEO	53,02	53,38	5895	ANTIOQUIA	ZARAGOZA	52,54	61,81
5440	ANTIOQUIA	MARINILLA	26,70	27,68	81001	ARAUCA	ARAUCA	59,69	22,85
5001	ANTIOQUIA	MEDELLIN	4,83	28,30	81065	ARAUCA	ARAUQUITA	59,41	21,41
5467	ANTIOQUIA	MONTEBELLO	37,19	29,72	81220	ARAUCA	CRAVO NORTE	82,64	24,85
5475	ANTIOQUIA	MURINDO	68,39	50,68	81300	ARAUCA	FORTUL	54,66	24,44
5480	ANTIOQUIA	MUTATA	56,91	54,02	81591	ARAUCA	PUERTO RONDON	74,66	22,03
5483	ANTIOQUIA	NARIÑO	44,08	62,70	81736	ARAUCA	SARAVENA	48,11	31,99
5495	ANTIOQUIA	NECHI	53,21	67,90	81794	ARAUCA	TAME	60,92	24,93
5490	ANTIOQUIA	NECOCLI	48,83	51,51	8078	ATLANTICO	BARANOA	26,30	33,50
5501	ANTIOQUIA	OLAYA	47,02	21,13	8001	ATLANTICO	BARRANQUILLA	2,99	27,25
5541	ANTIOQUIA	PEÑOL	36,98	28,21	8137	ATLANTICO	CAMPO DE LA CRUZ	34,37	34,61
5543	ANTIOQUIA	PEÑUE	52,18	26,80	8141	ATLANTICO	CANDELARIA	38,92	33,39
5576	ANTIOQUIA	PUEBLORRICO	37,21	42,64	8296	ATLANTICO	GALAPA	27,65	38,05
5579	ANTIOQUIA	PUERTO BERRIO	49,17	73,10	8372	ATLANTICO	JUAN DE ACOSTA	39,10	21,97
5585	ANTIOQUIA	PTO NARE	49,59	55,04	8421	ATLANTICO	LURUACO	38,46	27,65

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

CODIGO DANE	DEPTO	MUNICIPIO	IR	IRF	CODIGO DANE	DEPTO	MUNICIPIO	IR	IRF
8433	ATLANTICO	MALAMBO	18,76	15,35	13838	BOLIVAR	TURBANA	39,700	27,17
8436	ATLANTICO	MANATI	41,67	33,40	13873	BOLIVAR	VILLANUEVA	36,550	29,75
8520	ATLANTICO	PALMAR DE VARELA	29,44	30,45	13894	BOLIVAR	ZAMBRANO	47,460	28,49
8549	ATLANTICO	PIOJO	50,68	25,51	15022	BOYACA	ALMEIDA	46,150	5,02
8558	ATLANTICO	POLONUEVO	31,84	31,79	15047	BOYACA	AQUITANIA	53,540	-4,63
8560	ATLANTICO	PONEDERA	38,27	29,40	15051	BOYACA	ARCABUCO	47,910	18,41
8573	ATLANTICO	PUEERTO COLOMBIA	26,50	31,38	15087	BOYACA	BELEN	44,790	8,73
8606	ATLANTICO	REPELON	41,37	25,61	15090	BOYACA	BERBEO	49,110	15,58
8634	ATLANTICO	SABANAGRANDE	22,52	21,36	15092	BOYACA	BETETIVA	51,420	8,89
8638	ATLANTICO	SABANALARGA	31,88	33,81	15097	BOYACA	BOAVITA	44,670	8,84
8675	ATLANTICO	SANTA LUCIA	32,61	38,43	15104	BOYACA	BOYACA	39,070	6,31
8685	ATLANTICO	SANTO TOMAS	28,27	30,42	15106	BOYACA	BRICEÑO	45,530	52,86
8758	ATLANTICO	SOLEDAD	3,53	27,24	15109	BOYACA	BUENAVISTA	45,010	25,15
8770	ATLANTICO	SUAN	32,36	37,35	15114	BOYACA	BUSBANZA	49,11	6,17
8832	ATLANTICO	TUBARA	41,08	22,01	15131	BOYACA	CALDAS	45,080	22,68
8849	ATLANTICO	USIACURI	38,90	33,20	15135	BOYACA	CAMPOHERMOSO	55,150	24,68
13006	BOLIVAR	ACHI	53,83	66,00	15162	BOYACA	CERINZA	43,340	10,53
13030	BOLIVAR	ALTOS DEL ROSARIO	49,18	45,44	15172	BOYACA	CHINAVITA	49,250	8,52
13042	BOLIVAR	ARENAL	50,20	34,80	15176	BOYACA	CHIQUINQUIRA	31,030	23,03
13052	BOLIVAR	ARJONA	38,49	48,66	15232	BOYACA	CHIQUIZA	45,260	15,89
13062	BOLIVAR	ARROYOHONDO	43,67	38,31	15180	BOYACA	CHISCAS	60,250	17,75
13074	BOLIVAR	BARRANCO DE LOBA	49,50	66,17	15183	BOYACA	CHITA	55,890	-2,06
13110	BOLIVAR	CALAMAR	40,54	26,87	15185	BOYACA	CHITARAQUE	46,740	44,63
13160	BOLIVAR	CANTAGALLO	58,69	58,62	15187	BOYACA	CHIVATA	40,130	11,78
13001	BOLIVAR	CARTAGENA	17,72	32,81	15236	BOYACA	CHIVOR	51,220	12,17
13188	BOLIVAR	CICUCO	41,15	42,79	15189	BOYACA	CIENEGA	39,860	15,26
13222	BOLIVAR	CLEMENCIA	35,92	39,87	15204	BOYACA	COMBITA	41,330	13,42
13212	BOLIVAR	CORDOBA	50,89	25,82	15212	BOYACA	COPEL	49,530	64,13
13244	BOLIVAR	CARMEN D BOLIVAR	41,50	36,13	15215	BOYACA	CORRALES	47,400	6,48
13248	BOLIVAR	EL GUAMO	51,50	36,94	15218	BOYACA	COVARACHIA	48,970	18,43
13268	BOLIVAR	EL PENON	52,43	50,79	15223	BOYACA	CUBARA	63,530	41,18
13300	BOLIVAR	HATILO DE LOBA	43,78	67,90	15224	BOYACA	CUCAITA	39,490	12,26
13430	BOLIVAR	MAGANGUE	39,21	37,29	15226	BOYACA	CUITIVA	46,700	1,44
13433	BOLIVAR	MAHATES	43,38	50,77	15238	BOYACA	DUITAMA	28,170	9,87
13440	BOLIVAR	MARGARITA	50,01	47,27	15244	BOYACA	EL COCUY	52,440	8,75
13442	BOLIVAR	MARIA LA BAJA	40,19	55,62	15248	BOYACA	EL ESPINO	45,150	18,24
13468	BOLIVAR	MOMPOS	43,87	49,93	15272	BOYACA	FRAVITOBIA	44,760	8,28
13458	BOLIVAR	MONTECRISTO	60,92	88,32	15276	BOYACA	FLORESTA	44,900	7,05
13473	BOLIVAR	MORALES	57,04	36,68	15293	BOYACA	GACHANTIVA	48,410	28,54
13490	BOLIVAR	NOROSI		46,95	15296	BOYACA	GAMEZA	46,650	1,50
13549	BOLIVAR	PINILLOS	50,540	53,75	15299	BOYACA	GARAGOA	40,760	16,03
13580	BOLIVAR	REGIDOR	47,040	63,21	15317	BOYACA	GUACAMAYAS	48,680	18,07
13600	BOLIVAR	RIO VIEJO	52,730	59,43	15322	BOYACA	GUATEQUE	31,230	14,05
13620	BOLIVAR	SAN CRISTOBAL	34,910	29,76	15325	BOYACA	GUAYATA	42,460	14,08
13647	BOLIVAR	SAN ESTANISLAO	40,750	21,37	15332	BOYACA	GUICAN	60,500	10,48
13650	BOLIVAR	SAN FERNANDO	47,710	47,71	15362	BOYACA	IZA	44,490	2,24
13654	BOLIVAR	SAN JACINTO	44,610	40,49	15367	BOYACA	JENESANO	37,950	13,45
13655	BOLIVAR	SAN JACINTO DEL CAUCA	54,260	82,08	15368	BOYACA	JERICO	48,700	-3,67
13657	BOLIVAR	SAN JUAN NEPOMUCENO	44,270	44,22	15380	BOYACA	LA CAPILLA	43,870	14,18
13667	BOLIVAR	SAN MARTIN DE LOBA	50,720	67,88	15403	BOYACA	LA UVITA	52,240	8,04
13670	BOLIVAR	SAN PABLO	55,930	56,92	15401	BOYACA	LA VICTORIA	44,100	64,29
13673	BOLIVAR	SANTA CATALINA	40,540	31,90	15377	BOYACA	LABRANZAGRANDE	60,330	17,60
13683	BOLIVAR	SANTA ROSA	37,170	41,72	15425	BOYACA	MACANAL	50,520	15,42
13688	BOLIVAR	STA ROSA DEL SUR	56,100	43,37	15442	BOYACA	MARIPI	45,190	31,66
13744	BOLIVAR	SIMITI	56,520	41,98	15455	BOYACA	MIRAFLORES	47,390	16,00
13760	BOLIVAR	SOPLAVIENTO	39,190	21,42	15464	BOYACA	MONGUA	55,470	-1,87
13780	BOLIVAR	TALAIQUA NUEVO	46,170	42,87	15466	BOYACA	MONGUI	42,820	4,95
13810	BOLIVAR	TIQUISIO	52,390	51,62	15469	BOYACA	MONQUIRA	40,270	50,40
13836	BOLIVAR	TURBACO	29,500	26,76	15476	BOYACA	MOTAVITA	39,320	10,72

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

CODIGO DANE	DEPTO	MUNICIPIO	IR	IRF	CODIGO DANE	DEPTO	MUNICIPIO	IR	IRF
15480	BOYACA	MUZO	42,250	62,18	15835	BOYACA	TURMEQUE	40,090	11,86
15491	BOYACA	NOBSA	32,480	9,96	15837	BOYACA	TUTA	45,080	12,84
15494	BOYACA	NUEVO COLON	37,960	11,95	15839	BOYACA	TUTASA	53,610	7,77
15500	BOYACA	OICATA	46,330	13,65	15842	BOYACA	UMBITA	42,200	3,21
15507	BOYACA	OTANCHE	52,750	72,93	15861	BOYACA	VENTAQUEMADA	40,360	14,89
15511	BOYACA	PACHAVITA	45,200	5,22	15407	BOYACA	VILLA DE LEYVA	40,330	17,24
15514	BOYACA	PAEZ	58,070	21,69	15879	BOYACA	VIRACACHA	44,510	2,47
15516	BOYACA	PAIPA	41,320	12,10	15897	BOYACA	ZETAQUIRA	52,420	20,26
15518	BOYACA	PAJARITO	60,680	36,01	17013	CALDAS	AGUADAS	43,320	25,31
15522	BOYACA	PANQUEBA	46,640	13,11	17042	CALDAS	ANSERMA	33,390	38,10
15531	BOYACA	PAUNA	47,740	34,87	17050	CALDAS	ARANZAZU	38,520	26,86
15533	BOYACA	PAYA	62,600	20,03	17088	CALDAS	BELALCAZAR	36,790	35,70
15537	BOYACA	PAZ DE RIO	47,200	12,29	17174	CALDAS	CHINCHINA	24,430	40,18
15542	BOYACA	PESCA	48,660	3,79	17272	CALDAS	FILADELFIA	40,730	28,44
15550	BOYACA	PISVA	67,590	13,18	17380	CALDAS	LA DORADA	37,390	52,35
15572	BOYACA	PUERTO BOYACA	49,040	58,51	17388	CALDAS	LA MERCED	39,920	26,65
15580	BOYACA	QUIPAMA	44,350	64,95	17001	CALDAS	MANIZALES	20,210	23,07
15599	BOYACA	RAMIRIQUI	41,030	4,89	17433	CALDAS	MANZANARES	36,780	43,10
15600	BOYACA	RAQUIRA	44,000	20,00	17442	CALDAS	MARMATO	31,890	37,39
15621	BOYACA	RONDON	53,040	17,78	17444	CALDAS	MARQUETALIA	35,010	47,91
15632	BOYACA	SABOYA	45,290	28,45	17446	CALDAS	MARULANDA	56,360	19,27
15638	BOYACA	SACHICA	44,120	17,21	17486	CALDAS	NEIRA	39,250	26,53
15646	BOYACA	SAMACA	39,640	15,32	17495	CALDAS	NORCASIA	48,770	77,06
15660	BOYACA	SAN EDUARDO	53,320	14,24	17513	CALDAS	PACORA	42,230	35,51
15664	BOYACA	SAN JOSE DE PARE	42,300	33,55	17524	CALDAS	PALESTINA	33,240	39,25
15667	BOYACA	SN LUIS D GACENO	55,000	39,16	17541	CALDAS	PENSILVANIA	43,490	44,36
15673	BOYACA	SAN MATEO	48,000	7,84	17614	CALDAS	RIOSUCIO	35,150	45,59
15676	BOYACA	SN MIGUEL D SEMA	44,750	26,51	17616	CALDAS	RISARALDA	35,950	31,71
15681	BOYACA	SN PABLO BORBUR	43,920	51,29	17653	CALDAS	SALAMINA	42,910	29,82
15690	BOYACA	SANTA MARIA	53,93	35,50	17662	CALDAS	SAMANA	47,490	92,00
15693	BOYACA	STA ROSA VITERBO	39,970	8,00	17665	CALDAS	SAN JOSE	35,670	31,68
15696	BOYACA	SANTA SOFIA	47,470	24,97	17777	CALDAS	SUPIA	32,300	35,65
15686	BOYACA	SANTANA	39,650	32,92	17867	CALDAS	VICTORIA	53,770	58,90
15720	BOYACA	SATIVANORTE	54,140	13,85	17873	CALDAS	VILLAMARIA	36,880	26,59
15723	BOYACA	SATIVASUR	51,370	13,88	17877	CALDAS	VITERBO	36,300	32,48
15740	BOYACA	SIACHOQUE	44,010	5,28	18029	CAQUETA	ALBANIA	56,900	38,70
15753	BOYACA	SOATA	42,700	8,54	18094	CAQUETA	BELEN ANDAQUIES	59,860	28,53
15757	BOYACA	SOCHA	46,140	8,91	18150	CAQUETA	CARTAGENA DE CHAIRA	73,190	24,09
15755	BOYACA	SOCOTA	54,810	2,54	18205	CAQUETA	CURILLO	53,870	25,66
15759	BOYACA	SOGAMOSO	27,280	8,30	18247	CAQUETA	EL BONCELLO	53,950	36,02
15761	BOYACA	SOMONDOCO	41,130	14,70	18256	CAQUETA	EL PAUJIL	56,620	34,16
15762	BOYACA	SORA	43,660	10,60	18001	CAQUETA	FLORENCIA	45,810	39,29
15764	BOYACA	SORACA	39,810	1,35	18410	CAQUETA	LA MONTAÑITA	60,980	26,19
15763	BOYACA	SOTAQUIRA	49,360	21,68	18460	CAQUETA	MILAN	57,990	25,60
15774	BOYACA	SUSACON	52,930	12,86	18479	CAQUETA	MORELIA	61,650	39,24
15776	BOYACA	SUTAMARCHAN	44,290	23,96	18592	CAQUETA	PUERTO RICO	61,16	40,01
15778	BOYACA	SUTATENZA	37,900	13,54	18610	CAQUETA	SAN JOSE DE FRAGUA	58,780	41,55
15790	BOYACA	TASCO	49,180	9,14	18753	CAQUETA	SAN VICENTE CAGUAN	69,010	21,47
15798	BOYACA	TENZA	39,120	14,98	18756	CAQUETA	SOLANO	86,804	23,77
15804	BOYACA	TIBANA	41,650	11,59	18785	CAQUETA	SOLITA	58,420	23,11
15806	BOYACA	TIBASOSA	38,200	8,12	18860	CAQUETA	VALPARAISO	59,770	25,00
15808	BOYACA	TINJACA	49,490	17,35	85010	CASANARE	AGUAZUL	53,390	38,18
15810	BOYACA	TIPACOQUE	45,330	16,79	85015	CASANARE	CHAMEZA	62,560	25,81
15814	BOYACA	TOCA	44,200	10,04	85125	CASANARE	HATO COROZAL	74,160	26,02
15816	BOYACA	TOGUI	46,710	50,42	85136	CASANARE	LA SALINA	62,070	10,13
15820	BOYACA	TOPAGA	39,910	4,51	85139	CASANARE	MANI	68,610	23,61
15822	BOYACA	TOTA	49,990	0,87	85162	CASANARE	MONTERREY	54,270	38,05
15001	BOYACA	TUNJA	20,160	9,32	85225	CASANARE	NUNCHIA	61,890	28,03
15832	BOYACA	TUNUNGUA	48,110	52,72	85230	CASANARE	OROCUE	74,380	30,42

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

CODIGO DANE	DEPTO	MUNICIPIO	IR	IRF
85250	CASANARE	PAZ DE ARIPORO	72,720	24,08
85263	CASANARE	PORE	59,600	23,81
85279	CASANARE	RBCETOR	55,960	31,98
85300	CASANARE	SABANALARGA	59,120	40,62
85315	CASANARE	SACAMA	64,020	22,78
85325	CASANARE	SN LUIS PALENQUE	71,150	19,51
85400	CASANARE	TAMARA	61,970	21,67
85410	CASANARE	TAURAMENA	61,330	43,66
85430	CASANARE	TRINIDAD	68,130	19,39
85440	CASANARE	VILLANUEVA	50,460	31,33
85001	CASANARE	YOPAL	47,780	33,78
19022	CAUCA	ALMAGUER	42,370	3,60
19050	CAUCA	ARGELIA	50,360	10,66
19075	CAUCA	BALBOA	45,940	12,42
19100	CAUCA	BOLIVAR	46,090	16,15
19110	CAUCA	BUENOS AIRES	38,380	39,46
19130	CAUCA	CAJIBIO	43,660	32,72
19137	CAUCA	CALDONO	41,020	21,10
19142	CAUCA	CALOTO	37,020	28,48
19212	CAUCA	CORINTO	40,090	21,89
19256	CAUCA	EL TAMBO	54,610	33,21
19290	CAUCA	FLORENCIA	41,360	9,55
19300	CAUCA	GUACHENE		23,76
19318	CAUCA	GUAPI	58,840	40,45
19355	CAUCA	INZA	49,090	5,74
19364	CAUCA	JAMBALO	43,490	12,98
19392	CAUCA	LA SIERRA	45,700	25,18
19397	CAUCA	LA VEGA	43,150	6,15
19418	CAUCA	LOPEZ	63,040	52,84
19450	CAUCA	MERCADERES	52,430	19,28
19455	CAUCA	MIRANDA	34,320	20,90
19473	CAUCA	MORALES	46,120	28,09
19513	CAUCA	PADILLA	37,510	21,29
19517	CAUCA	PAEZ	53,090	6,38
19532	CAUCA	PATIA	47,590	23,30
19533	CAUCA	PIAMONTE	63,170	23,63
19548	CAUCA	PIENDAMO	34,710	24,99
19001	CAUCA	POPAYAN	26,960	18,66
19573	CAUCA	PUERTO TEJADA	27,710	20,93
19585	CAUCA	PURACE	49,640	7,78
19622	CAUCA	ROSAS	42,810	27,05
19693	CAUCA	SAN SEBASTIAN	50,380	-0,17
19701	CAUCA	SANTA ROSA	69,740	7,44
19698	CAUCA	SANTANDER DE QUILICHAO	36,220	31,54
19743	CAUCA	SILVIA	45,330	3,81
19760	CAUCA	SOTARA	49,590	6,54
19780	CAUCA	SUAREZ	48,630	42,04
19785	CAUCA	SUCRE	44,330	15,12
19807	CAUCA	TIMBIO	37,250	19,82
19809	CAUCA	TIMBIQUI	59,340	30,01
19821	CAUCA	TORIBIO	44,470	14,38
19824	CAUCA	TOTORO	47,390	4,08
19845	CAUCA	VILLA RICA	34,600	25,08
20011	CESAR	AGUACHICA	42,020	36,57
20013	CESAR	AGUSTIN CODAZZI	49,500	48,31
20032	CESAR	ASTREA	50,980	47,38
20045	CESAR	BECERRIL	57,860	36,17
20060	CESAR	BOSCONIA	44,650	37,76

CODIGO DANE	DEPTO	MUNICIPIO	IR	IRF
20175	CESAR	CHIMICHAGUA	52,870	52,31
20178	CESAR	CHIRIGUANA	53,830	38,03
20228	CESAR	CURUMANI	50,770	35,76
20238	CESAR	EL COPEV	49,37	30,94
20250	CESAR	EL PASO	51,190	29,77
20295	CESAR	GAMARRA	48,200	46,00
20310	CESAR	GONZALEZ	38,890	16,29
20383	CESAR	LA GLORIA	55,300	63,21
20400	CESAR	JAGUA DE IBIRICO	50,690	38,75
20621	CESAR	LA PAZ	52,460	35,07
20443	CESAR	MANAURE DL CESAR	41,850	22,76
20517	CESAR	PAILITAS	51,240	47,65
20550	CESAR	PELAYA	49,070	53,27
20570	CESAR	PUEBLO BELLO	49,660	37,61
20614	CESAR	RIO DE ORO	51,890	18,01
20710	CESAR	SAN ALBERTO	48,496	41,59
20750	CESAR	SAN DIEGO	51,910	43,92
20770	CESAR	SAN MARTIN	54,430	47,75
20787	CESAR	TAMALAMEQUE	51,240	42,68
20001	CESAR	VALLEDUPAR	40,170	31,80
27006	CHOCO	ACANDI	57,887	33,58
27025	CHOCO	ALTO BAUDO	56,290	47,73
27050	CHOCO	ATRATO	53,360	72,50
27073	CHOCO	BAGADO	56,390	75,78
27075	CHOCO	BAHIA SOLANO	59,750	77,35
27077	CHOCO	BAJO BAUDO	64,730	66,79
27099	CHOCO	BOJAYA	69,130	48,86
27150	CHOCO	CARMEN DEL DARIEN	73,674	45,53
27160	CHOCO	CERTEGUI	51,080	87,26
27205	CHOCO	CONDOTO	49,700	79,78
27135	CHOCO	CANTON DE SAN PABLO	54,470	66,48
27245	CHOCO	EL CARMEN	53,320	41,86
27250	CHOCO	EL LITORAL SAN JUAN	66,940	51,19
27361	CHOCO	ITSMINA	56,600	79,76
27372	CHOCO	JURADO	70,520	47,46
27413	CHOCO	LORO	55,430	88,66
27425	CHOCO	MEDIO ATRATO	56,340	54,51
27430	CHOCO	MEDIO BAUDO	60,330	43,29
27450	CHOCO	MEDIO SAN JUAN	52,960	79,82
27491	CHOCO	NOVITA	59,140	73,49
27495	CHOCO	NUQUI	58,840	58,60
27001	CHOCO	QUIBDO	47,340	72,72
27580	CHOCO	RIO IRO	49,803	84,19
27600	CHOCO	RIO QUITO	57,260	67,62
27615	CHOCO	RIOSUCIO	72,500	37,31
27660	CHOCO	SAN JOSE DEL PALMAR	65,630	42,16
27745	CHOCO	SIPI	68,880	57,84
27787	CHOCO	TADO	50,630	74,65
27800	CHOCO	UNGUIA	58,230	30,38
27810	CHOCO	UNION PANAMERICANA	46,650	73,46
23068	CORDOBA	AYAPEL	53,120	55,27
23079	CORDOBA	BUENAVISTA	52,680	41,64
23090	CORDOBA	CANALETE	46,590	32,31
23162	CORDOBA	CERETE	31,410	46,65
23168	CORDOBA	CHIMA	46,340	35,26
23182	CORDOBA	CHINU	42,390	44,56
23189	CORDOBA	CIENAGA DE ORO	41,880	53,25
23300	CORDOBA	COTORRA	35,650	31,25
23350	CORDOBA	LA APARTADA	47,210	45,92

AS

AS

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

CODIGO DANE	DEPTO	MUNICIPIO	IR	IRF	CODIGO DANE	DEPTO	MUNICIPIO	IR	IRF
23417	CORDOBA	LORICA	38,160	41,42	25317	C/MARCA	GUACHETA	42,610	17,49
23419	CORDOBA	LOS CORDOBAS	47,310	47,29	25320	C/MARCA	GUADUAS	45,750	28,33
23464	CORDOBA	MOMIL	40,030	28,46	25322	C/MARCA	GUASCA	45,730	2,86
23466	CORDOBA	MONTELIBANO	46,890	49,11	25324	C/MARCA	GUATAQUI	47,720	24,09
23001	CORDOBA	MONTERIA	38,820	48,16	25326	C/MARCA	GUATAVITA	47,910	13,02
23500	CORDOBA	MOÑITOS	39,040	39,37	25328	C/MARCA	QUAY DE SIQUIMA	42,050	16,92
23555	CORDOBA	PLANETA RICA	46,210	36,55	25335	C/MARCA	GUAYABETAL	48,430	23,29
23570	CORDOBA	PUEBLO NUEVO	48,220	52,54	25339	C/MARCA	GUTIERREZ	55,930	5,29
23574	CORDOBA	PUERTO ESCONDIDO	45,590	42,59	25368	C/MARCA	JERUSALEN	54,080	23,93
23580	CORDOBA	PTO LIBERTADOR	53,240	40,10	25372	C/MARCA	JUNIN	48,400	14,59
23586	CORDOBA	PURISIMA	38,250	29,82	25377	C/MARCA	LA CALERA	39,750	8,33
23660	CORDOBA	SAHAGUN	41,380	50,25	25386	C/MARCA	LA MESA	32,750	16,72
23670	CORDOBA	SN AND SOTAVENTO	31,200	48,15	25394	C/MARCA	LA PALMA	44,250	42,05
23672	CORDOBA	SAN ANTERO	37,660	41,46	25398	C/MARCA	LA PEÑA	43,460	36,88
23675	CORDOBA	SN BERNAR VIENTO	40,150	27,95	25402	C/MARCA	LA VEGA	39,310	28,90
23678	CORDOBA	SAN CARLOS	46,500	32,41	25407	C/MARCA	LENGUAZAUQUE	42,860	11,76
23682	CORDOBA	SAN JOSE DE URE		51,78	25426	C/MARCA	MACHETA	48,090	3,28
23686	CORDOBA	SAN PELAYO	41,530	43,43	25430	C/MARCA	MADRID	24,300	4,30
23807	CORDOBA	TIERRALTA	55,200	29,81	25436	C/MARCA	MANTA	45,450	13,78
23815	CORDOBA	TUCHIN		46,63	25438	C/MARCA	MEDINA	57,770	35,76
23855	CORDOBA	VALENCIA	48,490	22,56	25473	C/MARCA	MOSQUERA	22,770	4,11
25001	C/MARCA	AGUA DE DIOS	35,200	20,62	25483	C/MARCA	NARIÑO	45,430	21,28
25019	C/MARCA	ALBAN	36,020	16,85	25486	C/MARCA	NEMOCON	37,530	7,32
25035	C/MARCA	ANAPOIMA	37,990	19,71	25488	C/MARCA	NILO	41,090	23,70
25040	C/MARCA	ANOLAIMA	36,620	15,49	25489	C/MARCA	NIMAIMA	39,120	34,50
25099	C/MARCA	APULO	40,680	20,12	25491	C/MARCA	NOCAIMA	37,460	34,48
25053	C/MARCA	ARBELAEZ	37,980	19,24	25513	C/MARCA	PACHO	42,320	20,70
25086	C/MARCA	BELTRAN	55,330	30,85	25518	C/MARCA	PAIME	48,280	69,56
25095	C/MARCA	BITUIMA	44,300	20,53	25524	C/MARCA	PANDI	40,140	25,69
25099	C/MARCA	BOJACA	37,650	4,18	25530	C/MARCA	PARATEBUENO	58,590	34,87
25120	C/MARCA	CABRERA	55,210	8,86	25535	C/MARCA	PASCA	41,880	12,53
25123	C/MARCA	CACHIPAY	32,440	14,69	25572	C/MARCA	PUERTO SALGAR	49,150	58,95
25126	C/MARCA	CAJICA	20,670	13,40	25580	C/MARCA	PULI	52,350	17,83
25148	C/MARCA	CAPARRAPI	49,620	31,00	25592	C/MARCA	QUEBRADANEGRA	42,440	30,12
25151	C/MARCA	CAQUEZA	33,290	4,75	25594	C/MARCA	QUETAME	41,990	11,12
25154	C/MARCA	CARMEN DE CARUPA	48,990	6,81	25596	C/MARCA	QUIPILE	40,98	16,39
25168	C/MARCA	CHAGUANI	49,260	26,44	25612	C/MARCA	RICAURTE	41,330	27,67
25175	C/MARCA	CHIA	18,090	7,86	25645	C/MARCA	S ANTONIO TOBAMA	34,450	8,51
25178	C/MARCA	CHIPAQUE	40,000	0,21	25649	C/MARCA	SAN BERNARDO	43,050	18,76
25181	C/MARCA	CHOACHI	41,800	3,59	25653	C/MARCA	SAN CAYETANO	52,490	28,52
25183	C/MARCA	CHOCONTA	42,150	4,13	25658	C/MARCA	SAN FRANCISCO	40,780	27,41
25200	C/MARCA	COGUA	35,840	17,05	25662	C/MARCA	SN JUAN RIO SECO	47,000	20,79
25214	C/MARCA	COTA	27,360	7,85	25718	C/MARCA	SASAIMA	38,730	39,05
25224	C/MARCA	CUCUNUBA	42,610	11,84	25736	C/MARCA	SESQUILE	41,180	1,17
25245	C/MARCA	EL COLEGIO	32,730	21,42	25740	C/MARCA	SIBATE	28,440	3,27
25258	C/MARCA	EL PERON	46,560	51,30	25743	C/MARCA	SILVANIA	34,120	23,90
25260	C/MARCA	EL ROSAL	34,250	9,23	25745	C/MARCA	SIMIJACA	39,210	10,76
25269	C/MARCA	FACATATIVA	22,100	13,05	25754	C/MARCA	SOACHA	11,860	6,19
25279	C/MARCA	FOMEQUE	47,350	4,93	25758	C/MARCA	SOPO	32,350	7,98
25281	C/MARCA	FOSCA	40,300	6,19	25769	C/MARCA	SUBACHOQUE	41,480	8,12
25286	C/MARCA	FUNZA	19,890	9,31	25772	C/MARCA	SUESCA	40,250	-1,11
25288	C/MARCA	FUQUENE	43,400	11,30	25777	C/MARCA	SUPATA	45,520	22,18
25290	C/MARCA	FUSAGASUGA	23,170	17,80	25779	C/MARCA	SUSA	40,140	18,38
25293	C/MARCA	GACHALA	52,840	10,34	25781	C/MARCA	SUTATAUSA	41,680	8,33
25295	C/MARCA	OACHANCIPA	30,870	5,68	25785	C/MARCA	TABIO	29,820	6,66
25297	C/MARCA	GACHETA	45,470	16,93	25793	C/MARCA	TAUSA	45,860	12,82
25299	C/MARCA	GAMA	46,070	12,24	25797	C/MARCA	TENA	34,080	14,15
25307	C/MARCA	GIRARDOT	22,350	31,45	25799	C/MARCA	TENJO	33,540	7,86
25312	C/MARCA	GRANADA	35,420	6,91	25805	C/MARCA	TIBACUY	41,030	18,24

*Handwritten signature/initials*

*Handwritten signature/initials*

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

CODIGO DANE	DEPTO	MUNICIPIO	IR	IRF
25807	C/MARCA	TIBIRITA	43,740	13,58
25815	C/MARCA	TOCAIMA	40,420	20,62
25817	C/MARCA	TOCANCIPA	28,340	12,30
25823	C/MARCA	TOPAIPI	47,980	51,36
25839	C/MARCA	UBALA	45,890	9,79
25841	C/MARCA	UBAQUE	39,870	6,46
25843	C/MARCA	UBATE	42,990	8,40
25845	C/MARCA	UNE	43,100	2,04
25851	C/MARCA	UTICA	45,370	29,55
25506	C/MARCA	VENECIA	43,440	23,74
25862	C/MARCA	VERGARA	41,820	32,17
25867	C/MARCA	VIANI	29,280	17,34
25871	C/MARCA	VILLAGOMEZ	47,490	48,04
25873	C/MARCA	VILLAPINZON	41,740	3,80
25875	C/MARCA	VILLETÁ	33,920	31,64
25878	C/MARCA	VIOTA	39,960	24,19
25885	C/MARCA	YACOPI	53,760	57,96
25898	C/MARCA	ZIPACON	38,090	8,55
25899	C/MARCA	ZIPAQUIRA	25,490	15,19
94343	GUAINIA	BARRANCO MINAS	87,150	24,61
94886	GUAINIA	CACAHUAL	85,310	23,44
94001	GUAINIA	INIRIDA	80,940	22,97
94885	GUAINIA	LA GUADALUPE	96,050	23,23
94663	GUAINIA	MAPIRIPANA	84,240	24,51
94888	GUAINIA	MORICHAL NUEVO	99,790	28,24
94887	GUAINIA	PANA PANA	93,420	23,87
94884	GUAINIA	PUERTO COLOMBIA	93,160	22,29
94883	GUAINIA	SAN FELIPE	89,150	7,00
95015	GUAVIARE	CALAMAR	80,940	26,33
95025	GUAVIARE	EL RETORNO	76,620	34,57
95200	GUAVIARE	MIRAFLORES	81,230	25,58
95001	GUAVIARE	SN JOSE GUAVIARE	70,200	28,55
41006	HUILA	ACEVEDO	46,740	20,58
41013	HUILA	ACRADO	49,610	12,29
41016	HUILA	AIPE	50,320	25,41
41020	HUILA	ALGECIRAS	47,750	17,60
41026	HUILA	ALTAMIRA	53,570	17,97
41078	HUILA	BARAYA	56,660	15,69
41132	HUILA	CAMPOALEGRE	43,140	13,16
41206	HUILA	COLOMBIA	60,350	16,18
41244	HUILA	ELÍAS	47,630	7,23
41298	HUILA	GARZON	39,820	10,52
41306	HUILA	GIGANTE	45,090	21,67
41319	HUILA	GUADALUPE	43,650	18,82
41349	HUILA	HOBO	48,800	21,36
41357	HUILA	IQUIRA	49,640	24,76
41359	HUILA	ISNOS	44,440	17,23
41378	HUILA	LA ARGENTINA	49,170	7,73
41396	HUILA	LA PLATA	43,790	20,40
41483	HUILA	NATAÇA	46,440	10,86
41001	HUILA	NEIVA	32,320	15,29
41503	HUILA	OPORAPA	43,18	8,29
41518	HUILA	PAICOL	53,570	15,05
41524	HUILA	PALERMO	48,910	19,30
41530	HUILA	PALESTINA	45,200	17,73
41548	HUILA	PITAL	43,760	10,27
41551	HUILA	PITALITO	37,030	16,27
41615	HUILA	RIVERA	45,750	25,30
41660	HUILA	SALADOBLANCO	52,150	5,75

CODIGO DANE	DEPTO	MUNICIPIO	IR	IRF
41668	HUILA	SAN AGUSTIN	52,640	17,87
41676	HUILA	SANTA MARIA	49,130	19,90
41770	HUILA	SUAZA	49,620	18,28
41791	HUILA	TARQUI	47,110	16,34
41799	HUILA	TELLO	50,610	15,78
41801	HUILA	TERUEL	54,990	26,08
41797	HUILA	TESALIA	51,660	15,20
41807	HUILA	TIMANA	39,980	8,13
41872	HUILA	VILLAVIEJA	55,030	16,48
41885	HUILA	YAGUARA	51,150	19,56
44035	GUAJIRA	ALBANIA	48,230	17,89
44078	GUAJIRA	BARRANCAS	48,990	16,95
44090	GUAJIRA	DIBULLA	54,900	35,41
44098	GUAJIRA	DISTRACCION	44,900	27,65
44110	GUAJIRA	EL MOLINO	49,450	33,64
44279	GUAJIRA	FONSECA	44,580	19,99
44378	GUAJIRA	HATO NUEVO	42,570	17,03
44420	GUAJIRA	LA JAGUA DEL PILAR	54,480	41,75
44430	GUAJIRA	MAICAO	43,890	22,47
44560	GUAJIRA	MANAURE	47,890	14,53
44001	GUAJIRA	RIOHACHA	44,220	22,90
44650	GUAJIRA	SAN JUAN DEL CESAR	49,900	20,28
44847	GUAJIRA	URIBIA	57,090	8,41
44855	GUAJIRA	URUMITA	44,860	31,46
44874	GUAJIRA	VILLANUEVA	40,740	43,78
47030	MAGDALENA	ALGARROBO	48,540	31,15
47053	MAGDALENA	ARACATACA	49,790	35,57
47058	MAGDALENA	ARIGUANI	50,280	39,17
47161	MAGDALENA	CERRO SN ANTONIO	44,270	26,87
47170	MAGDALENA	CHIVOLO	48,680	39,70
47189	MAGDALENA	CIENAGA	38,800	26,37
47205	MAGDALENA	CONCORDIA	39,540	37,32
47245	MAGDALENA	EL BANCO	44,580	67,88
47258	MAGDALENA	EL PIÑON	47,680	32,78
47268	MAGDALENA	EL RETEN	39,960	36,17
47288	MAGDALENA	FUNDACION	42,190	36,64
47318	MAGDALENA	GUAMAL	47,060	33,99
47460	MAGDALENA	NUEVA GRANADA	53,020	47,26
47541	MAGDALENA	PEDRAZA	49,680	37,63
47545	MAGDALENA	PIJINO DEL CARMEN	52,210	41,81
47551	MAGDALENA	PIVIJAY	50,180	36,72
47555	MAGDALENA	PLATO	47,980	31,80
47570	MAGDALENA	PUEBLOVIEJO	45,300	20,36
47605	MAGDALENA	REMOLINO	52,300	30,46
47660	MAGDALENA	SABANAS DE SAN ANGEL	55,720	40,93
47675	MAGDALENA	SALAMINA	43,470	29,91
47692	MAGDALENA	SAN S BUENAVISTA	48,030	34,32
47703	MAGDALENA	SAN ZENON	48,760	49,93
47707	MAGDALENA	SANTA ANA	52,360	42,85
47720	MAGDALENA	STA BARBARA DE PINTO	51,300	36,18
47001	MAGDALENA	SANTA MARTA	32,830	13,51
47745	MAGDALENA	SITIONUEVO	46,610	21,92
47798	MAGDALENA	TENERIFE	49,650	32,52
47960	MAGDALENA	ZAPAYAN	50,160	40,81
47980	MAGDALENA	ZONA BANANERA	35,330	38,32
50006	META	ACACIAS	43,160	37,96
50110	META	BARRANCA DE UPIA	59,580	32,12
50124	META	CABUYARO	64,870	27,07
50150	META	CASTILLA L NUEVA	53,970	34,59

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

CÓDIGO DANE	DEPTO	MUNICIPIO	IR	IRF
50223	META	CUBARRAL	61,780	34,21
50226	META	CUMARAL	49,080	52,76
50245	META	EL CALVARIO	56,410	16,02
50251	META	EL CASTILLO	55,260	33,75
50270	META	EL DORADO	48,460	34,39
50287	META	FUENTE DE ORO	52,870	32,11
50313	META	GRANADA	36,370	31,39
50318	META	GUAMAL	52,150	36,13
50350	META	LA MACARENA	71,61	28,28
50400	META	LEJANIAS	55,500	32,06
50325	META	MAPIRIPAN	77,740	27,24
50330	META	MESETAS	64,230	33,39
50450	META	PUERTO CONCORDIA	58,520	28,11
50568	META	PUERTO GAITAN	78,000	28,99
50577	META	PUERTO LLERAS	65,510	26,39
50573	META	PUERTO LOPEZ	65,330	28,27
50590	META	PUERTO RICO	65,060	27,98
50606	META	RESTREPO	47,500	52,46
50680	META	SN CARLOS GUAROA	58,940	28,33
50683	META	SN JUAN DE ARAMA	59,810	23,17
50686	META	SAN JUANITO	57,010	16,15
50689	META	SAN MARTIN	66,500	34,98
50370	META	LA URIBE	70,850	22,72
50001	META	VILLAVICENCIO	29,790	53,23
50711	META	VISTA HERMOSA	65,930	33,06
52019	NARIÑO	ALBAN	29,890	15,91
52022	NARIÑO	ALDANA	39,560	6,24
52036	NARIÑO	ANCUYA	40,090	4,60
52051	NARIÑO	ARBOLEDA	40,200	5,08
52079	NARIÑO	BARBACOAS	59,550	44,39
52083	NARIÑO	BELEN	38,510	13,57
52110	NARIÑO	BUESACO	48,350	2,53
52240	NARIÑO	CHACHAGUI	42,980	13,18
52203	NARIÑO	COLON	38,240	15,73
52207	NARIÑO	CONSACA	43,160	4,50
52210	NARIÑO	CONTADERO	38,860	-0,15
52215	NARIÑO	CORDOBA	48,510	-2,00
52224	NARIÑO	CUASPUD	39,960	8,57
52227	NARIÑO	CUMBAL	51,510	-2,21
52233	NARIÑO	CUMBITARA	50,900	4,36
52250	NARIÑO	EL CHARCO	59,900	21,32
52254	NARIÑO	EL PEÑOL	46,430	2,89
52256	NARIÑO	EL ROSARIO	53,880	3,01
52258	NARIÑO	EL TABLON	48,160	6,40
52260	NARIÑO	EL TAMBO	46,330	10,52
52520	NARIÑO	FRNCISCO PIZARRO	54,750	30,06
52287	NARIÑO	FUNES	55,460	0,42
52317	NARIÑO	GUACHUCAL	41,830	-3,01
52320	NARIÑO	GUANTARILLA	41,120	8,48
52323	NARIÑO	GUALMATAN	37,390	-1,28
52352	NARIÑO	ILES	42,380	-1,60
52354	NARIÑO	IMUES	42,570	-0,60
52356	NARIÑO	IPIALES	45,080	9,08
52378	NARIÑO	LA CRUZ	44,110	12,18
52381	NARIÑO	LA FLORIDA	43,210	5,14
52385	NARIÑO	LA LLANADA	52,610	9,41
52390	NARIÑO	LA TOLA	54,430	21,02
52399	NARIÑO	LA UNION	36,660	7,46
52405	NARIÑO	LEIVA	49,300	5,63

CÓDIGO DANE	DEPTO	MUNICIPIO	IR	IRF
52411	NARIÑO	LINARES	43,080	10,29
52418	NARIÑO	LOS ANDES	55,930	2,61
52427	NARIÑO	MAGUI	60,830	41,78
52435	NARIÑO	MALLAMA	56,540	7,40
52473	NARIÑO	MOSQUERA	56,720	19,31
52480	NARIÑO	NARIÑO	43,330	7,58
52490	NARIÑO	OLAYA HERRERA	52,400	19,91
52506	NARIÑO	OSPINA	40,520	8,74
52001	NARIÑO	PASTO	32,070	0,16
52540	NARIÑO	POLICARPA	50,980	3,86
52560	NARIÑO	POTOSI	50,400	-1,54
52565	NARIÑO	PROVIDENCIA	34,650	0,80
52573	NARIÑO	PURRES	52,690	-1,63
52585	NARIÑO	PUPIALES	39,640	6,49
52612	NARIÑO	RICAUARTE	57,800	30,55
52621	NARIÑO	ROBERTO. PAYAN	59,200	28,26
52678	NARIÑO	SAMANIEGO	43,690	11,30
52685	NARIÑO	SAN BERNARDO	35,380	14,99
52687	NARIÑO	SAN LORENZO	44,210	5,96
52693	NARIÑO	SAN PABLO	38,000	6,75
52694	NARIÑO	SN PEDRO CARTAGO	39,950	15,32
52683	NARIÑO	SANDONA	35,040	4,22
52696	NARIÑO	SANTA BARBARA	58,120	36,59
52699	NARIÑO	SANTACRUZ	49,790	1,87
52720	NARIÑO	SAPUYES	45,63	8,21
52786	NARIÑO	TAMINANGO	44,370	7,77
52788	NARIÑO	TANGUA	47,360	0,31
52835	NARIÑO	TUMACO	29,751	10,55
52838	NARIÑO	TUQUERRES	37,170	5,67
52885	NARIÑO	YACUANQUER	42,220	-0,90
54003	N. STD	ABREGO	51,840	25,66
54051	N. STD	ARBOLEDAS	52,860	17,54
54099	N. STD	BOCHALEMA	48,390	10,34
54109	N. STD	BUCARASICA	54,960	25,75
54128	N. STD	CACHIRA	53,960	14,62
54125	N. STD	CACOTA	53,290	-2,95
54172	N. STD	CHINACOTA	41,780	9,64
54174	N. STD	CHITAGA	59,480	-0,98
54206	N. STD	CONVENCION	55,270	24,90
54001	N. STD	CUCUTA	28,670	19,01
54223	N. STD	CUCUTILLA	51,720	11,99
54239	N. STD	DURANIA	51,780	12,36
54245	N. STD	EL CARMEN	59,870	23,25
54250	N. STD	EL TARRA	56,500	48,31
54261	N. STD	EL ZULIA	48,290	17,96
54313	N. STD	GRAMALOTE	47,670	17,99
54344	N. STD	HACARI	52,610	18,64
54347	N. STD	HERRAN	47,700	3,26
54385	N. STD	LA ESPERANZA	54,000	31,23
54398	N. STD	LA PLAYA	49,710	17,81
54377	N. STD	LABATECA	52,060	2,28
54405	N. STD	LOS PATIOS	28,240	10,96
54418	N. STD	LOURDES	48,380	14,96
54480	N. STD	MUTISCUA	50,870	7,93
54498	N. STD	OCAÑA	36,140	20,23
54518	N. STD	PAMPLONA	35,860	7,02
54520	N. STD	PAMPLONITA	50,440	11,82
54553	N. STD	PUERTO SANTANDER	36,530	26,42
54599	N. STD	RAGONVALIA	43,710	4,71

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten signature]*

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

CODIGO DANE	DEPTO	MUNICIPIO	IR	IRF
54660	N. STD	SALAZAR	53,540	27,01
54670	N. STD	SAN CALIXTO	50,640	29,22
54673	N. STD	SAN CAYETANO	49,460	19,14
54680	N. STD	SANTIAGO	56,090	20,81
54720	N. STD	SARDINATA	55,930	28,98
54743	N. STD	SILOS	53,560	3,75
54800	N. STD	TEORAMA	54,910	28,15
54810	N. STD	TIBU	57,770	50,36
54820	N. STD	TOLEDO	57,740	2,02
54871	N. STD	VILLA CARO	56,920	10,47
54874	N. STD	VILLA DL ROSARIO	25,450	15,27
86219	PUTUMAYO	COLON	51,810	2,84
86001	PUTUMAYO	MOCOA	52,220	21,70
86320	PUTUMAYO	ORITO	53,970	23,41
86568	PUTUMAYO	PUERTO ASIS	55,560	24,19
86569	PUTUMAYO	PUBRTO CAICEDO	57,150	23,97
86571	PUTUMAYO	PUERTO GUZMAN	66,050	27,62
86573	PUTUMAYO	PUERTO LEQUIZAMO	76,640	14,76
86755	PUTUMAYO	SAN FRANCISCO	55,850	7,28
86757	PUTUMAYO	SAN MIGUEL	47,310	23,23
86760	PUTUMAYO	SANTIAGO	52,040	3,20
86749	PUTUMAYO	SIBUNDOY	38,750	2,77
86865	PUTUMAYO	VALLE GUAMUEZ	47,210	24,81
86885	PUTUMAYO	VILLAGARZON	56,950	35,96
63001	QUINDIO	ARMENIA	12,800	27,94
63111	QUINDIO	BUENAVISTA	38,900	20,04
63130	QUINDIO	CAJARCA	27,940	19,92
63190	QUINDIO	CIRCASIA	29,380	27,64
63212	QUINDIO	CORDOBA	41,840	19,91
63272	QUINDIO	FILANDIA	34,750	27,02
63302	QUINDIO	GENOVA	46,440	29,52
63401	QUINDIO	LA TEBAIDA	27,180	28,05
63470	QUINDIO	MONTENEGRO	29,530	28,70
63548	QUINDIO	PIJAO	48,060	19,35
63594	QUINDIO	QUIMBAYA	29,840	34,51
63690	QUINDIO	SALENTO	49,450	29,14
66045	RISARALDA	APIA	36,780	28,93
66075	RISARALDA	BALBOA	42,700	38,97
66088	RISARALDA	BELEN DE UMBRIA	34,490	41,46
66170	RISARALDA	DOS QUEBRADAS	11,600	45,55
66318	RISARALDA	GUATICA	34,35	39,80
66383	RISARALDA	LA CELIA	38,740	39,32
66400	RISARALDA	LA VIRGINIA	20,110	41,61
66440	RISARALDA	MARSELLA	34,170	45,24
66456	RISARALDA	MISTRATO	48,560	30,81
66001	RISARALDA	PERBIRA	21,440	41,61
66572	RISARALDA	PUEBLO RICO	51,360	31,67
66594	RISARALDA	QUINCHIA	31,600	40,20
66682	RISARALDA	STA ROSA D CABAL	35,010	38,93
66687	RISARALDA	SANTUARIO	39,730	26,12
68013	SANTANDER	AGUADA	48,250	34,62
68020	SANTANDER	ALBANIA	50,680	54,12
68051	SANTANDER	ARATOCA	44,860	10,15
68077	SANTANDER	BARBOSA	27,290	44,86
68079	SANTANDER	BARICHARA	43,820	20,49
68081	SANTANDER	BARRANCABERMEJA	35,930	48,91
68092	SANTANDER	BETULIA	54,880	15,80
68101	SANTANDER	BOLIVAR	56,070	43,46
68001	SANTANDER	BUCARAMANGA	11,390	12,18

CODIGO DANE	DEPTO	MUNICIPIO	IR	IRF
68121	SANTANDER	CABRERA	49,280	32,05
68132	SANTANDER	CALIFORNIA	46,680	7,36
68147	SANTANDER	CAPITANEJO	42,430	15,56
68152	SANTANDER	CARCASI	52,850	7,51
68160	SANTANDER	CEPITA	52,480	9,51
68162	SANTANDER	CERRITO	54,800	10,01
68167	SANTANDER	CHARALA	50,110	65,47
68169	SANTANDER	CHARTA	49,940	7,52
68176	SANTANDER	CHIMA	53,030	58,67
68179	SANTANDER	CHIPATA	45,230	37,98
68190	SANTANDER	CIMITARRA	57,620	72,64
68207	SANTANDER	CONCEPCION	53,890	16,38
68209	SANTANDER	CONFINES	47,620	41,11
68211	SANTANDER	CONTRATAACION	49,610	56,75
68217	SANTANDER	COROMORO	56,080	41,14
68229	SANTANDER	CURITI	45,650	23,75
68235	SANTANDER	EL CARMEN	52,200	45,65
68245	SANTANDER	EL GUACAMAYO	52,200	55,59
68250	SANTANDER	EL PEÑON	56,450	32,86
68255	SANTANDER	EL PLAYON	49,420	27,76
68264	SANTANDER	ENCINO	60,840	43,16
68266	SANTANDER	ENCISO	45,030	10,38
68271	SANTANDER	FLORIAN	48,810	46,47
68276	SANTANDER	FLORIDABLANCA	13,510	12,20
68296	SANTANDER	GALAN	54,400	18,75
68298	SANTANDER	GAMBITA	59,050	58,09
68307	SANTANDER	GIRON	30,760	12,88
68318	SANTANDER	GUACA	50,880	10,93
68320	SANTANDER	GUADALUPE	47,970	59,48
68322	SANTANDER	GUAPOTA	49,040	50,81
68324	SANTANDER	GUAVATA	45,030	56,64
68327	SANTANDER	GUEPSA	37,690	43,34
68344	SANTANDER	HATO	54,910	24,64
68368	SANTANDER	JESUS MARIA	49,670	44,83
68370	SANTANDER	JORDAN	49,130	13,80
68377	SANTANDER	LA BELLEZA	51,520	34,71
68397	SANTANDER	LA PAZ	52,070	36,07
68385	SANTANDER	LANDAZURI	50,760	67,69
68406	SANTANDER	LEBRJA	43,210	11,73
68418	SANTANDER	LOS SANTOS	46,580	7,98
68425	SANTANDER	MACARAVITA	50,940	16,72
68432	SANTANDER	MALAGA	30,690	10,30
68444	SANTANDER	MATANZA	44,120	14,74
68464	SANTANDER	MOGOTES	51,490	52,21
68468	SANTANDER	MOLAGAVITA	48,790	11,23
68498	SANTANDER	OCAMONTE	43,250	52,72
68500	SANTANDER	OIBA	47,240	50,66
68502	SANTANDER	ONZAGA	56,940	19,85
68524	SANTANDER	PALMAR	37,050	34,88
68524	SANTANDER	PALMAS D SOCORRO	46,910	49,81
68533	SANTANDER	PARAMO	45,490	23,72
68547	SANTANDER	PIEDECUESTA	31,900	12,88
68549	SANTANDER	PINCHOTE	41,600	23,95
68572	SANTANDER	PUENTE NACIONAL	44,970	44,70
68573	SANTANDER	PUERTO PARRA	58,700	56,64
68575	SANTANDER	PUERTO WILCHES	52,580	59,25
68615	SANTANDER	RIONEGRO	51,27	18,20
68655	SANTANDER	SABANA DE TORRES	54,800	48,18
68669	SANTANDER	SAN ANDRES	47,820	13,15

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

CODIGO DANE	DEPTO	MUNICIPIO	IR	IRF
68673	SANTANDER	SAN BENITO	43,410	36,00
68679	SANTANDER	SAN GIL	31,410	26,63
68682	SANTANDER	SAN JOAQUIN	52,500	22,35
68684	SANTANDER	SN JSE D MIRANDA	43,710	8,75
68686	SANTANDER	SAN MIGUEL	48,350	18,20
68689	SANTANDER	SN VTE D CIUCURI	48,550	26,94
68705	SANTANDER	SANTA BARBARA	54,960	11,63
68720	SANTANDER	STA HELENA OPON	56,550	51,94
68745	SANTANDER	SIMACOTA	58,060	42,32
68755	SANTANDER	SOCORRO	33,740	34,90
68770	SANTANDER	SUAITA	47,530	43,90
68773	SANTANDER	SUCRE	53,600	48,32
68780	SANTANDER	SURATA	57,630	8,48
68820	SANTANDER	TONA	52,310	14,07
68855	SANTANDER	VALLE DE SN JOSE	43,330	30,50
68861	SANTANDER	VELEZ	47,410	34,32
68867	SANTANDER	VETAS	50,210	-4,43
68872	SANTANDER	VILLANUEVA	42,300	11,35
68895	SANTANDER	ZAPATOCA	49,340	19,07
11001	BOGOTA D.C.	BOGOTA	6,130	11,96
70110	SUCRE	BUENAVISTA	41,720	41,77
70124	SUCRE	CAIMITO	51,110	47,34
70230	SUCRE	CHALAN	44,530	47,14
70204	SUCRE	COLOSÓ	44,610	45,14
70215	SUCRE	COROZAL	33,730	47,42
70221	SUCRE	COVEÑAS	32,650	41,26
70233	SUCRE	EL ROBLE	45,760	33,38
70235	SUCRE	GALERAS	44,010	26,57
70265	SUCRE	GUARANDA	47,610	84,30
70400	SUCRE	LA UNION	47,190	40,56
70418	SUCRE	LOS PALMITOS	39,720	41,27
70429	SUCRE	MAJAGUAL	50,030	66,00
70473	SUCRE	MORROA	41,750	47,43
70508	SUCRE	OVEJAS	44,600	38,33
70523	SUCRE	PALMITO	42,560	40,82
70670	SUCRE	SAMPUES	35,310	41,98
70678	SUCRE	SAN BENITO ABAD	55,410	43,62
70702	SUCRE	SAN JUAN BETULIA	41,740	45,76
70708	SUCRE	SAN MARCOS	46,140	49,74
70713	SUCRE	SAN ONOFRE	45,390	42,82
70717	SUCRE	SAN PEDRO	41,080	36,29
70742	SUCRE	SINCE	39,860	47,00
70001	SUCRE	SINCELEJO	22,580	46,48
70771	SUCRE	SUCRE	52,830	55,78
70820	SUCRE	TOLU	42,190	38,57
70823	SUCRE	TOLUVIEJO	42,190	30,28
73024	TOLIMA	ALPUJARRA	57,290	15,47
73026	TOLIMA	ALVARADO	47,890	27,02
73030	TOLIMA	AMBALEMA	46,870	30,81
73043	TOLIMA	ANZOATEGUI	45,560	21,16
73055	TOLIMA	ARMERO	47,810	34,86
73067	TOLIMA	ATACO	50,870	30,35
73124	TOLIMA	CAJAMARCA	45,010	21,62
73148	TOLIMA	CARMEN DE APICALA	44,510	27,87
73152	TOLIMA	CASABIANCA	45,410	35,12
73168	TOLIMA	CHAPARRAL	50,370	28,26
73200	TOLIMA	COELLO	48,110	31,54
73217	TOLIMA	COYAIMA	46,090	26,61

CODIGO DANE	DEPTO	MUNICIPIO	IR	IRF
73226	TOLIMA	CUNDAY	50,590	29,72
73236	TOLIMA	DOLORES	54,400	19,62
73268	TOLIMA	ESPINAL	28,390	24,82
73270	TOLIMA	FALAN	44,110	42,78
73275	TOLIMA	FLANDES	29,850	31,44
73283	TOLIMA	FRESNO	36,010	49,73
73319	TOLIMA	GUAMO	41,160	23,23
73347	TOLIMA	HERVEO	47,690	34,24
73349	TOLIMA	HONDA	39,760	33,84
73001	TOLIMA	IBAGUE	27,400	32,76
73352	TOLIMA	ICONONZO	42,300	26,49
73408	TOLIMA	LERIDA	40,780	29,14
73411	TOLIMA	LIBANO	35,140	39,17
73443	TOLIMA	MARIQUITA	38,140	50,72
73449	TOLIMA	MELGAR	34,13	23,94
73461	TOLIMA	MURILLO	54,280	13,52
73483	TOLIMA	NATAGAIMA	49,590	36,35
73504	TOLIMA	ORTEGA	46,860	26,72
73520	TOLIMA	PALOCABILDO	36,120	35,99
73547	TOLIMA	PIEDRAS	52,520	20,72
73555	TOLIMA	PLANADAS	53,240	30,51
73563	TOLIMA	PRADO	51,120	39,68
73585	TOLIMA	PURIFICACION	41,750	37,29
73616	TOLIMA	RIOBLANCO	54,490	27,04
73622	TOLIMA	RONCESVALLES	57,570	3,43
73624	TOLIMA	ROVIRA	47,690	31,74
73671	TOLIMA	SALDAÑA	41,030	26,38
73675	TOLIMA	SAN ANTONIO	45,850	27,09
73678	TOLIMA	SAN LUIS	44,220	26,44
73686	TOLIMA	SANTA ISABEL	48,540	22,42
73770	TOLIMA	SUAREZ	49,480	26,77
73854	TOLIMA	VALLE DE SN JUAN	47,260	25,76
73861	TOLIMA	VENADILLO	42,800	29,87
73870	TOLIMA	VILLAHERMOSA	44,960	32,63
73873	TOLIMA	VILLARRICA	53,630	32,71
76020	VALLE	ALCALA	29,090	29,07
76036	VALLE	ANDALUCIA	33,520	21,48
76041	VALLE	ANSERMANUEVO	40,610	26,97
76054	VALLE	ARGELIA	41,290	16,97
76100	VALLE	BOLIVAR	50,280	17,91
76109	VALLE	BUENAVENTURA	44,210	62,37
76111	VALLE	BUGA	34,420	24,68
76113	VALLE	BUGALAGRANDE	42,620	27,43
76122	VALLE	CAICEDONIA	32,810	23,65
76001	VALLE	CAI	10,370	18,12
76126	VALLE	CALIMA	51,340	16,51
76130	VALLE	CANDELARIA	31,360	18,41
76147	VALLE	CARTAGO	24,790	26,87
76233	VALLE	DAGUA	45,920	13,25
76243	VALLE	EL AGUILA	42,350	30,10
76246	VALLE	EL CAIRO	44,820	13,96
76248	VALLE	EL CERRITO	35,650	22,95
76250	VALLE	EL DOVIO	44,400	17,64
76275	VALLE	FLORIDA	35,840	18,48
76306	VALLE	GINEBRA	39,630	22,69
76318	VALLE	GUACARI	32,050	17,05
76364	VALLE	JAMUNDI	35,660	23,60
76377	VALLE	LA CUMBRE	44,520	14,70
76400	VALLE	LA UNION	30,070	17,83

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

CODIGO DANE	DEPTO	MUNICIPIO	IR	IRF
76403	VALLE	LA VICTORIA	42,030	19,78
76497	VALLE	OBANDO	40,320	24,57
76520	VALLE	PALMIRA	29,110	18,08
76563	VALLE	PRADERA	35,430	18,29
76606	VALLE	RESTREPO	36,870	23,40
76616	VALLE	RIOPRIO	42,360	27,62
76622	VALLE	ROLDANILLO	35,060	17,73
76670	VALLE	SAN PEDRO	39,310	22,40
76736	VALLE	SEVILLA	38,760	31,60
76823	VALLE	TORO	38,550	27,36
76828	VALLE	TRUJILLO	42,900	30,86
76834	VALLE	TULUA	31,780	21,38
76845	VALLE	ULLOA	34,950	34,27
76863	VALLE	VERSALES	46,280	14,27
76869	VALLE	VIJES	38,840	15,87
76890	VALLE	YOTOCO	43,180	16,00
76892	VALLE	YUMBO	27,270	16,22
76895	VALLE	ZARZAL	36,490	27,35

CODIGO DANE	DEPTO	MUNICIPIO	IR	IRF
97161	VAUPES	CARURU	85,050	26,64
97001	VAUPES	MITU	77,160	25,36
97511	VAUPES	PACOA	90,820	24,98
97777	VAUPES	PAPUNAU	94,870	26,59
97666	VAUPES	TARAJA	96,704	22,49
97889	VAUPES	YAVARATE	91,980	25,69
99773	VICHADA	CUMARIBO	87,300	27,88
99524	VICHADA	LA PRIMAVERA	84,570	25,65
99001	VICHADA	PUERTO CARREÑO	81,030	19,23
99624	VICHADA	SANTA ROSALIA	81,080	23,00

Tabla 7 Listado de causas de interrupción del servicio

No.	DESCRIPCIÓN APERTURA
1	Daño, dificultad en atención por alteración del orden publico
2	Defecto en cable cubierto (ecológico)
3	Línea primaria rota
5	Defecto en conector
6	Defecto en poste
7	Terceros
8	Árbol o rama sobre líneas
9	Otros objetos sobre líneas
10	Seguridad ciudadana
11	Defecto en corta circuito
12	Defecto en pararrayos
13	Defecto en transformador de distribución
14	Defecto en aisladores
15	Defecto en cruceta
16	Defecto en seccionador o switch interruptor
17	Defecto en otros equipos (reconector, condensador, regulador, etc)
18	Defecto en cable primario aislado o aéreo
19	Sobrecarga en el circuito
20	Condiciones atmosféricas
21	Causa desconocida - ensayo manual
22	Incumplimiento del contrato de servicios públicos
23	Fuerza mayor
24	Apertura para realizar trabajos de poda de arboles
25	Mantenimiento en redes
28	Solicitud de particulares
29	Extensión y/o rectificación en proyectos de terceros
30	Precaución

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

No.	DESCRIPCIÓN APERTURA
31	Erñor de operación en el sistema de distribución
32	Daños sobre redes de otros operadores de red
33	Defecto en equipo
38	Falla en protecciones
39	Apertura en redes de otros operadores (programada o no programada)
40	Mantenimiento de equipos

ES

11

216

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

## **CAPITULO 7. PLANES DE INVERSIÓN**

Los OR deben presentar el plan de inversión para el periodo tarifario considerando cinco (5) planes de inversión en las siguientes áreas: expansión, reposición, calidad del servicio, gestión de pérdidas y tecnología.

El OR debe asignar cada uno de los proyectos de inversión a los planes específicos señalados anteriormente.

### **7.1 CRITERIOS DE GENERALES**

Los criterios generales para la formulación y presentación del plan de inversión son los siguientes:

- a. En los planes de inversión se deben analizar, cuantificar y valorar las necesidades de los usuarios y del mercado de comercialización atendido por el OR. Así como las diferentes alternativas consideradas para la solución de las necesidades identificadas.
- b. El horizonte de planeación de los planes de inversión es de largo plazo (diez años) y los proyectos de inversión incluidos en la solicitud deben corresponder a aquellos en un horizonte de mediano plazo (cinco años).
- c. Todos los proyectos incluidos en los planes deben permitir el cumplimiento de las metas propuestas por los OR en los horizontes de planeación señalados.
- d. Las metas definidas por los OR para la expansión, reposición, calidad del servicio, reducción y mantenimiento de los niveles de pérdidas y tecnología deben ser alcanzables en el horizonte de tiempo del plan y deben corresponder con la situación actual y futura del mercado de comercialización.
- e. Los planes deben ser flexibles y adaptables a la evolución del mercado de comercialización, además deben considerar los riesgos potenciales y las acciones para mitigarlos.
- f. El plan de inversión debe identificar y valorar los beneficios esperados y los costos asociados.
- g. Los proyectos deben contar con una relación beneficio - costo superior a uno.
- h. Los planes deben ser económicamente eficientes y conducir a garantizar la prestación del servicio al menor costo económico en el mediano y largo plazo.
- i. Los proyectos inversión en tecnología deben considerar el criterio de adaptabilidad establecido en la Ley 143 de 1994, por lo que estas inversiones, que incorporen los avances de la ciencia y de la tecnología, deben aportar una mayor calidad y eficiencia en la prestación del servicio al menor costo económico.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

- j. Cumplir los requisitos establecidos para los planes de expansión de la Resolución CREG 070 de 1998 o aquella que la adicione, modifique o sustituya.
- k. El plan debe ser viable ambientalmente y considerar el impacto por la aplicación de la Ley 1715 de 2014.
- l. Las inversiones deben incluir únicamente activos de uso.
- m. El plan debe identificar, cuantificar y excluir de la valoración los proyectos, bienes o derechos que no deban incluirse en el cálculo de las tarifas en los términos del artículo 87 numeral 87.9 de la Ley 142 de 1994, en los términos que haya sido modificado por el artículo 99 de la Ley 1450 de 2011 o por norma posterior.
- n. El plan debe identificar, cuantificar y excluir de la valoración los proyectos incluidos y que sean financiados con fondos públicos.
- o. El OR debe incluir en el plan de inversión los activos necesarios para la implementación y certificación de un sistema de gestión de activos acorde con la norma ISO 55001 en un plazo de cuatro (4) años contados a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución.

## 7.2 PRESENTACIÓN DE LOS PLANES DE INVERSIÓN

En la solicitud de aprobación de cargos para el siguiente periodo tarifario las empresas pueden optar por uno de los siguientes mecanismos:

- a. Presentación de un plan de inversiones, con un horizonte de cinco (5) años, con la solicitud de aprobación de cargos enviada a la Comisión.
- b. Presentación de un plan de inversiones, con un horizonte de cuatro (4) años, dentro de los 6 a 12 meses siguientes a la expedición de esta resolución. En este caso, la  $BRAEN_{j,n,t}$  para el primer año del periodo tarifario se calcula de acuerdo con lo establecido en el numeral 3.1.1.5

El OR en su solicitud de cargos debe indicar a que mecanismo se acoge.

## 7.3 CONTENIDO DE LOS PLANES DE INVERSIÓN

Los OR deben presentar un plan de inversiones para el periodo tarifario indicando para cada año los proyectos de inversión que se acometerán. Los proyectos deben agruparse en planes de inversión en expansión, reposición de activos, en mejoramiento de la calidad del servicio y reducción y mantenimiento de pérdidas. Adicionalmente las empresas pueden presentar un plan de inversión con proyectos asociados a la incorporación de nuevas tecnologías en el sistema.

El costo total de cada plan de inversión debe ser expresado como un porcentaje de la base regulatoria de activos inicial.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

Los planes deben estar adecuadamente justificados y deben contener análisis de beneficio - costo y eficiencia de las inversiones realizadas.

Los planes de inversión deben contener como mínimo, la información solicitada a continuación y la requerida en los formatos que la Comisión defina, en circular aparte, para la presentación del plan.

### **7.3.1 Plan de inversiones en expansión**

El OR debe presentar los proyectos en expansión dentro del plan de inversión de acuerdo con los siguientes lineamientos:

- a. Se deben incluir los proyectos de ampliación de la capacidad existente o instalación de nuevas subestaciones o líneas para la atención de nuevas cargas en el sistema en los niveles de tensión 4, 3 y 2.
- b. Solamente se deben incluir proyectos de expansión de las redes de uso, los proyectos de conexión de usuarios no deben incluirse en este plan.
- c. El OR debe emplear los criterios señalados en el numeral 3.3 del anexo general de la Resolución 070 de 1998 para la elaboración del plan de inversión.
- d. Los proyectos de inversión incluidos en el plan de expansión deben ser acordes con los requerimientos de política pública, el Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica, PIEC, y el Plan de Referencia de Generación - Transmisión.
- e. Se deben asociar a los proyectos de inversión del plan a los escenarios de crecimiento de la demanda e identificar cuales proyectos pueden ser pospuestos o adelantados si las proyecciones de demanda son reajustadas.
- f. Solo se remunerarán aquellos activos de nivel de tensión 4 que cuenten con el concepto de la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME. En el caso que los proyectos incluidos en plan de inversiones no cuenten con el concepto serán retirados de la remuneración del OR.
- g. No se podrán incluir proyectos de expansión en líneas de los niveles de tensión 3 y 2 cuando las pérdidas no se encuentren cerca del nivel de pérdidas reconocidas.
- h. El OR debe clasificar los proyectos del plan con fechas de entrada en un periodo menor a dos años, entre dos y cuatro años y más de cuatro años.

El plan de inversión en expansión del sistema debe incluir, como mínimo, la siguiente información:

- i. Características y condiciones del mercado de comercialización a la fecha de presentación del plan de inversión. Se deben indicar como mínimo: usuarios, infraestructura empleada, demanda de energía, condiciones de cargabilidad, pérdidas de energía y demás necesarias para caracterizar el mercado.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

- j. Supuestos empleados para los análisis de evolución del mercado en el horizonte de planeación.
- k. Los criterios técnicos y consideraciones ambientales empleados.
- l. Los riesgos y externalidades identificadas.
- m. Las metas de expansión acordes con los proyectos de inversión incluidos en el plan.
- n. Descripción de la metodología de planeación y priorización de proyectos de inversión.
- o. Identificación, descripción y valoración de las inversiones asociadas al cumplimiento de los planes de ordenamiento territorial.
- p. Descripción de cada uno de los proyectos a ejecutar durante cada año del periodo tarifario, en concordancia con el PIEC.
- q. Para las subestaciones de los niveles de tensión 4, 3 y 2, información de la capacidad instalada, capacidad en firme, demanda máxima, proyección del periodo en el cual la demanda va a superar la capacidad de la subestación, etc., de acuerdo con los formatos definidos por la Comisión.
- r. Inventario de cada proyecto asimilado a las UC definidas en el capítulo 14, en el formato establecido por la Comisión para tal fin.
- s. Valoración de cada proyecto con las UC definidas por la Comisión en el capítulo 14.
- t. Costos del proyecto asociados con actividades o elementos que no se encuentren definidos en las UC o en la metodología definida por la Comisión.
- u. Costo total de cada proyecto, demanda adicional a atender, costo medio del proyecto.
- v. Costo total del grupo de proyectos de inversión en expansión, su impacto en el costo de prestación del servicio y como porcentaje de la BRA.
- w. Costos de administración, operación y mantenimiento, AOM, adicionales asociados con cada proyecto.
- x. Costos totales de AOM asociados con los proyectos de inversión de la categoría expansión.
- y. En el nivel de tensión 1 se debe definir un plan con base en criterios como el costo medio por usuario, el crecimiento estimado de usuarios y el costo medio por circuito.

La información debe ser suministrada de acuerdo con los formatos que la Comisión establezca en circular aparte.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

### **7.3.2 Plan de inversiones en reposición**

El OR debe presentar los proyectos en reposición de activos dentro del plan de inversión de acuerdo con los siguientes lineamientos:

- a. Los proyectos de inversión deben estar orientados a la reposición eficiente de activos con el objetivo de asegurar la confiabilidad y seguridad en la prestación del servicio.
- b. En el plan se deben identificar los activos de los niveles de tensión 3 y 2 que por su estado y antigüedad requieren ser reemplazados durante el periodo tarifario.
- c. El OR debe clasificar los activos de las subestaciones en activos que requieran ser reemplazados en un periodo menor a dos años, entre dos y cuatro años y más de cuatro años.
- d. En el caso de las activos de líneas el OR debe clasificar los circuitos que requieren reposición en conductores, apoyos o elementos en un periodo menor a dos años, entre dos y cuatro años y más de cuatro años.
- e. En el caso de elementos de control del sistema el OR debe presentar un plan de reposición de acuerdo con el estado tecnológico de sus equipos.
- f. Las empresas deben priorizar los proyectos de reposición de activos considerando la antigüedad de los activos, la carga asociada al activo o conjunto de activos, la vulnerabilidad del sistema ante fallas de los activos, 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 de distribución debe incorporar criterios ambientales, técnicos, de antigüedad, de reducción de costos, entre otros.
- h. Para cada uno de los proyectos de reposición el OR debe cuantificar y justificar la reducción de costos de operación y mantenimiento asociada al proyecto.
- i. Las inversiones en reposición de transformadores y redes de nivel de tensión 1 orientadas a la reducción de pérdidas deben incorporarse en los planes de reducción de pérdidas.
- j. Las inversiones orientadas al mejoramiento en la continuidad en la prestación del servicio deben ser incluidas en los planes de calidad del servicio.

Los proyectos del plan de inversión en reposición de activos deben incluir, como mínimo, la siguiente información:

- k. Descripción de cada uno de los proyectos a ejecutar durante cada año del periodo tarifario.

AS

17

GB

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

- l. Inventario de cada proyecto asimilado a las UC definidas por la Comisión en el capítulo 14.
- m. Valoración del proyecto con las UC definidas por la Comisión en capítulo 14.
- n. Costos del proyecto por actividades o elementos que no se encuentren definidos en las unidades constructivas o en la metodología definida por la Comisión.
- o. Costo total de cada proyecto y demanda atendida.
- p. Costo total del grupo de proyectos de inversión en reposición, su impacto en el costo de prestación del servicio y como porcentaje de la BRA.
- q. Beneficios en reducción de costos de AOM por la reposición de los activos por proyecto.
- r. Beneficios totales en reducción de costos de AOM por la reposición de activos en el sistema del OR.

La información debe ser suministrada de acuerdo con los formatos que la Comisión establezca en circular aparte.

### **7.3.3 Plan de inversiones en calidad del servicio**

El OR debe presentar los proyectos de inversión para el mejoramiento en la calidad del servicio dentro del plan de inversión de acuerdo con los siguientes lineamientos:

- a. Los proyectos de inversión deben estar orientados al mejoramiento en la calidad del servicio a partir de inversiones eficientes en activos que permitan asegurar la continuidad y confiabilidad en la prestación del servicio.
- b. Los OR deben presentar los proyectos de inversión para mejorar la calidad del servicio, estos planes deben contener las inversiones requeridas y las metas de mejoramiento de la calidad, medida con base en los indicadores definidos.
- c. Las inversiones corresponden a instalación de suplencias, instalación de equipos de corte de circuitos, sistemas de gestión de la distribución, etc.
- d. Los OR deben incluir los niveles las metas anuales de calidad según las inversiones incluidas en los planes de mejoramiento de la calidad del servicio.
- e. Los OR que no han entrado en el esquema de calidad definido en la Resolución CREG 097 de 2008 deben incluir dentro de los proyectos de inversión los activos necesarios para cumplir los requisitos señalados en esta resolución y demás normas aplicables.

AB

AB

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

Los proyectos del plan de inversión en calidad deben incluir, como mínimo, la siguiente información:

- f. Descripción de cada uno de los proyectos a ejecutar durante cada año del periodo tarifario.
- g. Inventario de cada proyecto asimilado a las UC definidas por la Comisión en el capítulo 14.
- h. Valoración del proyecto con las UC definidas por la Comisión en el capítulo 14.
- i. Costos del proyecto por actividades o elementos que no se encuentren definidos en las unidades constructivas o en la metodología definida por la Comisión.
- j. Costo total de cada proyecto e impacto en el mejoramiento de la calidad del servicio.
- k. Costo total del grupo de proyectos de inversión en mejoramiento de la calidad, su impacto en el costo de prestación del servicio y como porcentaje de la BRA.
- l. Metas de reducción de las interrupciones en la prestación del servicio.

La información debe ser suministrada de acuerdo con los formatos que la Comisión establezca en circular aparte.

#### **7.3.4 Plan de inversiones en reducción de pérdidas**

Los OR podrán presentar proyectos de inversión, requeridos para la reducción de pérdidas de energía, que correspondan a la puesta en operación de activos de uso.

Las inversiones que no correspondan a activos de uso deben ser incluidas en el plan de gestión de pérdidas, según lo establecido en el numeral 8.3.

El OR debe presentar los proyectos de inversión en reducción de pérdidas dentro del plan de inversión de acuerdo con los siguientes lineamientos:

- a. Los proyectos de inversión deben estar orientados a la reducción de pérdidas de energía eléctrica a partir de inversiones eficientes en activos que permitan asegurar la reducción continua y permanente de los niveles de pérdidas.
- b. Los planes deben contener las inversiones requeridas y las metas de reducción de pérdidas, medida con base en los indicadores definidos en esta resolución.
- c. Las inversiones corresponden a la instalación de activos de uso como redes antifraude, equipos de medida en transformadores de distribución, transformadores de distribución, etc.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

Los proyectos del plan de inversión en reducción de pérdidas deben incluir, como mínimo, la siguiente información:

- a. Descripción de cada uno de los proyectos a ejecutar durante cada año del periodo tarifario.
- b. Inventario de cada proyecto asimilado a las UC definidas por la Comisión en el capítulo 14.
- c. Valoración del proyecto con las UC definidas por la Comisión en el capítulo 14.
- d. Costos del proyecto por actividades o elementos que no se encuentren definidos en las unidades constructivas o en la metodología definida por la Comisión.
- e. Costo total de cada proyecto e impacto en la reducción de pérdidas de energía.
- f. Costo total del grupo de proyectos de inversión en reducción de pérdidas, su impacto en el costo de prestación del servicio y como porcentaje de la BRA.
- g. Metas de reducción de pérdidas de energía.

La información debe ser suministrada de acuerdo con los formatos que la Comisión establezca en circular aparte.

#### **7.3.5 Plan de inversiones en renovación tecnológica**

Los OR podrán presentar proyectos de inversión para la incorporación de nuevas tecnologías en el sistema, que permitan entre otras optimizar la operación del sistema, reducir costos de operación y mantenimiento, mejor aprovechamiento del sistema, la realización de pruebas piloto para la apropiación tecnológica, adaptación e incorporación de nuevas tecnologías para la prestación del servicio, etc.

El valor de estos planes no puede ser superior al 10% del total del plan de inversiones.

Para cada proyecto se deben presentar los costos y los beneficios estimados en reducción de gastos operativos, reducción de pérdidas, mejoramiento de la calidad del servicio, gestión de la red.

Los proyectos deben tener un análisis de mediano y largo plazo en el cual se compruebe que los beneficios son mayores que los costos del proyecto.

#### **7.4 APROBACIÓN DE LOS PLANES DE INVERSIÓN**

Para la aprobación de los planes de inversión se realizarán como mínimo los siguientes pasos:

- a. Revisión de la información básica solicitada en los formatos requeridos.

ES

GF

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

- b. Revisión de los análisis beneficio/costo de los proyectos incluidos en los planes de inversión de las empresas.
- c. Revisión del costo total del plan de inversión y su comparación con el valor máximo permitido.
- d. Revisión de las metas de ejecución propuestas para los planes de inversión.
- e. El OR deberá realizar una presentación a la Comisión del plan de inversiones y la justificación y razonabilidad del mismo.
- f. La Comisión podrá contratar firmas especializadas para dar concepto sobre los razonabilidad de los planes de inversión presentados.
- g. Los demás necesarios para dar cumplimiento a lo establecido en esta resolución.

El valor total del plan de inversión anual no podrá superar el ocho por ciento (8 %) de la BRA inicial. Salvo los casos especiales en los cuales el Ministerio de Minas y Energía apruebe un límite superior para expansión de cobertura.

Cuando el plan de inversiones no sea aprobado por incumplimiento de los requisitos, la Comisión solicitará al OR la revisión del mismo y el OR debe presentar su plan ajustado en los términos establecidos en el literal b del numeral 7.2.

En caso que el plan de inversiones no sea aprobado, la variable  $BRAEN_{j,n,t}$  se calculará de acuerdo con lo establecido en el numeral 3.1.1.5 para el primer año del periodo tarifario.

#### **7.5 SEGUIMIENTO DE LOS PLANES DE INVERSIÓN**

El seguimiento de la ejecución del plan de inversión se realizará considerando como mínimo los siguientes lineamientos:

- a. Anualmente el OR deberá presentar un informe sobre la ejecución del plan de inversión en el cual se presente el avance de cada uno de los proyectos y los ajustes realizados. El formato y contenido mínimo del informe serán definidos por la Comisión en circular aparte.
- b. El informe debe ser enviado a la Comisión y a la SSPD, antes del último día hábil del mes de marzo de cada año. El informe también debe ser publicado en la página web del OR.
- c. De igual forma, anualmente se verificarán los indicadores de ejecución de los planes de inversión con base en la información presentada por los OR al SUI y a la CREG.
- d. Cada dos años los OR deberán contratar la ejecución de una verificación de la ejecución del plan de inversión. Las verificaciones emplearán los reportes anuales y visitas en campo para corroborar el cumplimiento de las metas establecidas.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

- e. Las firmas serán seleccionadas de una lista que la Comisión establezca para tal fin y contratadas por el OR empleando un mecanismo de libre concurrencia. Las reglas para la realización de la verificación serán establecidas en resolución posterior.
- f. El costo de las verificaciones se reconocerá en los gastos de administración, operación y mantenimiento de los OR.
- g. Cuando de las verificaciones se concluya que los proyectos de inversión no se han ejecutado de acuerdo con lo reportado, los cargos se ajustarán independientemente de las acciones que adelante la SSPD dentro de sus competencias.
- h. La Comisión podrá solicitar la realización de verificaciones extraordinarias o contratar las que considere necesarias.

#### **7.6 AJUSTE DE LOS PLANES DE INVERSIÓN**

Los planes de inversión pueden ser ajustados por una sola vez durante el periodo tarifario. Los lineamientos para la realización de los ajustes al plan de inversión son los siguientes:

- a. La solicitud de realización del ajuste del plan deberá realizarse entre los 24 y 36 meses siguientes a la aprobación de los ingresos respectivos.
- b. La empresa podrá solicitar el ajuste del plan de inversión para el periodo tarifario restante siempre y cuando la modificación no conduzca a superar el 8 % del valor de la BRA inicial.
- c. Para la revisión de la solicitud la Comisión seguirá los pasos establecidos en el numeral 7.4.
- d. En caso que la demanda de energía del mercado de comercialización, no crezca o se reduzca en 3 trimestres consecutivos, el OR deberá enviar a la Comisión una evaluación de la viabilidad de la ejecución del plan de inversión en expansión aprobado.

#### **7.7 PUBLICIDAD Y DIFUSIÓN DE LOS PLANES DE INVERSIÓN**

El OR deberá adelantar una estrategia de comunicación a los usuarios para difundir el plan de inversión, la metas de expansión, reposición, calidad, reducción y mantenimiento de pérdidas y de tecnología a los usuarios del mercado de comercialización. La estrategia como mínimo deberá incluir:

- a. Elaboración de un informe anual, en lenguaje sencillo, con las metas, inversiones, indicadores y nivel de ejecución del plan de inversión para los usuarios del mercado de comercialización. El informe deberá ser publicado en la página web del OR antes del último día hábil del mes de marzo de cada año.
- b. Desarrollo y mantenimiento de un micro sitio web con la información asociada a la ejecución del plan de inversión.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

- c. Publicación anual en un diario de amplia circulación en el mercado de comercialización de un resumen con las metas propuestas y el avance en la ejecución de los proyectos de inversión.

La Comisión, en circular aparte, establecerá el contenido mínimo del informe anual a los usuarios, así como la información que debe ser publicada en el micrositio web y la publicación en el diario.

AF

CG

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

## **CAPITULO 8. PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

En este capítulo se definen los métodos a utilizar para la determinación de los índices de pérdidas por nivel de tensión, los índices de pérdidas de referencia de cada nivel de tensión al STN y la metodología para la implementación de los planes de gestión de pérdidas.

### **8.1 PÉRDIDAS RECONOCIDAS POR NIVEL DE TENSIÓN**

Las pérdidas reconocidas por nivel de tensión se determinan de la siguiente manera:

#### **8.1.1 Nivel de tensión 4, $P_{j,4}$**

Se calcula un índice de pérdidas para cada OR en el nivel de tensión 4 para reconocer la cantidad de la energía perdida por aspectos técnicos de la red, respecto de la energía de entrada a este nivel de tensión, con base en la información de despacho real durante el 2013 y la operación normal de los sistemas.

#### **8.1.2 Niveles de tensión 3 y 2, $P_{j,3}$ y $P_{j,2}$ .**

Partiendo de los índices calculados y aprobados para cada OR de acuerdo con la metodología establecida en la Resolución CREG 097 de 2008, en cada nivel de tensión,  $P_{j,3}$  y  $P_{j,2}$ , se revisa si el valor individual de un OR es inferior o superior al valor resultante de calcular la media más la desviación estándar de la población de los índices de pérdidas de todos los OR del país en cada nivel.

En caso que el índice se encuentre por debajo de la referencia se continuará con el índice vigente. En caso contrario, el OR debe efectuar el cálculo de pérdidas de energía modelando la totalidad de la red con la información de redes y equipos del nivel de tensión que corresponda, junto con sus curvas de carga, y presentar a la CREG la totalidad de la información base de cálculo para su revisión.

Cuando un OR no presente información al respecto, no cuente con la totalidad de la información de que trata la Circular 015 de 2007 para la red de su responsabilidad o en caso de que se encuentren inconsistencias en la información presentada que no permitan revisar los cálculos, se le asignará el valor resultante de restar una desviación estándar a la media aritmética de los índices de pérdidas del nivel de tensión 2 o 3 vigentes a la fecha de corte.

Cuando un OR haya presentado un modelo con la simulación de la totalidad de su red en el nivel de tensión 2 o 3, se determina el índice resultante de dicha simulación siempre y cuando el modelo contenga la información reportada a la CREG en cumplimiento de lo solicitado en la Circular CREG 015 de 2007, cumpla con los parámetros técnicos estipulados en la regulación y la energía circulante por las redes de dicho nivel de tensión en un año no supere la energía de entrada a dicho nivel de tensión declarada por el OR.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

### **8.1.3 Nivel de tensión 1, $P_{j,1}$**

El cálculo de este índice se debe efectuar dependiendo de la presentación del estudio de pérdidas con base en lo establecido en la Resolución CREG 172 de 2011, de la siguiente manera:

#### **8.1.3.1 OR que presentaron estudio según la Resolución CREG 172 de 2011**

Un OR que cuente con resolución particular de aprobación del índice de pérdidas del nivel de tensión 1, conforme a lo establecido en el artículo 5 de la Resolución CREG 172 de 2011, aplicará los factores aprobados, hasta el año 4 de aprobación de cargos con base en lo establecido en la presente resolución.

Siempre que el índice de pérdidas del nivel de tensión 1 real del OR, calculado con base en lo establecido en el numeral 8.3.6.2 a 31 de diciembre del año 4 de aplicación de los cargos calculados con base en la metodología de la presente resolución, sea inferior al índice de pérdidas de nivel de tensión 1 aprobado para el OR aplicable a partir del 1° de enero del 2015, el factor  $P_{j,1}$  aplicable a partir del año 5 será calculado con base en la siguiente expresión:

$$P_{j,1} = \text{Max}(P_{c_{j,1,s}}; P_{j,1,f})$$

Donde:

$P_{j,1}$ : Índice de pérdidas del nivel de tensión 1 del OR  $j$  a aplicar a partir del 5 año calendario de aplicación de los cargos calculados con base en la metodología de la presente resolución.

$P_{c_{j,1,s}}$ : Índice de pérdidas del nivel de tensión 1 del OR  $j$  calculado acorde con lo establecido en el numeral 8.3.6.2 a 31 de diciembre del año 4 de aplicación de los cargos calculados con base en la metodología de la presente resolución.

$P_{j,1,f}$ : Índice de pérdidas calculado del nivel de tensión 1 del OR  $j$ , según con lo establecido en el numeral 8.1.3.3.

Cuando el índice de pérdidas del nivel de tensión 1 real del OR, calculado con base en lo establecido en el numeral 8.3.6.2 al finalizar el año 4 de la aplicación de cargos con base en lo establecido en esta resolución, sea superior o igual al índice de pérdidas de nivel de tensión 1 aprobado para el OR aplicable a partir del 1° de enero del 2015, el factor  $P_{j,1}$  aplicable a partir del año 5 será calculado con base en la siguiente expresión:

$$P_{j,1} = \text{Mín}(P_{j,1,e}; P_{j,1,f})$$

Donde:

$P_{j,1}$ : Índice de pérdidas del nivel de tensión 1 del OR  $j$  a aplicar a partir del 5 año calendario de aplicación de los cargos calculados con base en la metodología de la presente resolución.

BF

46

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

$P_{j,1,e}$ : Índice de pérdidas del nivel de tensión 1 aprobado para el OR  $j$ , con base en lo establecido en la resolución CREG 172 de 2011, aplicable a partir del 1º de enero del 2015.

$P_{j,1,f}$ : Índice de pérdidas calculado del nivel de tensión 1 del OR  $j$ , según lo establecido en el numeral 8.1.3.3.

### 8.1.3.2 OR que no presentaron estudio según la Resolución CREG 172 de 2011

El OR que no presentó estudio, conforme a lo establecido en el artículo 5 de la Resolución CREG 172 de 2011, aplicará el factor calculado con base en la siguiente expresión:

$$P_{j,1,t} = P_{C_{j,1,s}} \left[ 1 - t * \left( \frac{P_{C_{j,1,s}} - P_{j,1,f}}{4 * P_{C_{j,1,s}}} \right) \right]$$

Donde:

$P_{j,1,t}$ : Índice de pérdidas del nivel de tensión 1 del OR  $j$  a aplicar en el año calendario  $t$  de aplicación de los cargos calculados con base en la metodología de la presente resolución.

$P_{C_{j,1,s}}$ : Índice de pérdidas del nivel de tensión 1 del OR  $j$  calculado acorde con lo establecido en el numeral 8.3.6.2 a la fecha de corte ( $s=0$ ).

$P_{j,1,f}$ : Índice de pérdidas esperado al final del período del nivel de tensión 1 del OR  $j$  acorde con lo establecido en el numeral 8.1.3.3.

$t$ : Año de aplicación de los cargos calculados con base en lo establecido en la presente resolución, con  $t$  variando entre 0 y 4. En el primer año calendario de aplicación de cargos la variable  $t$  es igual a cero,  $t = 0$ .

### 8.1.3.3 Cálculo de la variable $P_{j,1,f}$

Índice de pérdidas técnicas y no técnicas de referencia del OR  $j$  se calcula con base en la siguiente expresión:

$$P_{j,1,f} = PT_{j,1} + PNT_{j,1,m}$$

Donde:

$PT_{j,1}$ : Índice de pérdidas técnicas del OR  $j$  del nivel de tensión 1 según la tabla 6.2 del documento "Cálculo de Pérdidas Técnicas en el Nivel de Tensión 1" de la Circular CREG 052 de 2010.

$PNT_{j,1,m}$ : Índice de pérdidas no técnicas de referencia del nivel de tensión 1, en porcentaje, calculado según la siguiente expresión:

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten signature]*

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

$$PNT_{j,1,m} = 2,9270313 - LR_j * 9,61323 * 10^{-5}$$

Donde:

$LR_j$ : km de líneas de nivel de tensión 2 rurales reportadas en la base de datos de la CREG.

En caso de no contar con el factor de pérdidas técnicas de algún OR, dicho agente debe efectuar el cálculo de pérdidas de energía modelando la totalidad de la red en este nivel de tensión y presentar a la CREG la totalidad de la información base de cálculo para su revisión. En caso de no presentar información al respecto o en caso de que se encuentren inconsistencias en la información presentada que no permitan revisar los cálculos, se le asignará a dicho OR un valor inferior en 0,5 puntos porcentuales al menor índice de pérdidas técnicas calculado para los otros OR en el país.

Cuando un OR haya presentado un modelo con la simulación de la totalidad de su red en este nivel de tensión, se determina el índice resultante de dicha simulación siempre y cuando el modelo contenga información que cumpla con los parámetros técnicos estipulados en la regulación y la energía circulante por las redes de dicho nivel de tensión en un año no supere la energía de entrada a dicho nivel de tensión declarada por el OR.

## 8.2 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 pérdidas de energía eficientes de los STR o SDL, se determinarán, para cada OR, siguiendo las siguientes expresiones:

### Nivel de tensión 4:

$$PR_{4,j} = P_{j,4}$$

Donde:

$PR_{4,j}$ : Factor para referir las medidas de energía del nivel de tensión 4 del OR  $j$  al STN.

$P_{j,4}$ : Pérdidas a reconocer en el nivel de tensión 4 al OR  $j$ , determinadas para cada sistema según lo establecido en el numeral 8.1.1 del presente anexo.

### Nivel de tensión 3:

$$PR_{3,j} = 1 - (1 - P_{j,3}) \left[ (1 - P_{j,4}) \left( \frac{Fe_{j,4-3}}{Fe_{j,3}} \right) + (1 - P_{j,STN-3}) \left( \frac{Fe_{j,STN-3}}{Fe_{j,3}} \right) \right]$$

$$Fe_{j,3} = Fe_{j,4-3} + Fe_{j,STN-3}$$

Donde:

AS

CE

46

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

- $PR_{3,j}$ : Factor para referir las medidas de energía del nivel de tensión 3 del OR  $j$  al STN.
- $P_{j,3}$ : Pérdidas a reconocer en el nivel de tensión 3 del OR  $j$ , según lo establecido en el numeral 8.1.2.
- $P_{j,4}$ : Pérdidas a reconocer en el nivel de tensión 4 al OR  $j$ , determinadas para cada sistema según lo establecido en el numeral 8.1.1 del presente anexo.
- $Fe_{j,n-3}$ : Flujo de energía anual entre el nivel de tensión  $n$ ,  $n$  es STN ó 4, y el nivel de tensión 3 del OR  $j$  (MWh-año), de acuerdo con el balance de energía que se realiza según lo descrito en el numeral 8.3.6. y considerando los factores del numeral 8.1.
- $P_{j,STN-3}$ : Pérdidas de transformación para referir las medidas de energía del nivel de tensión 3 al STN e iguales a 0,23 %

**Nivel de tensión 2:**

$$PR_{2,j} = 1 - (1 - P_{j,2}) \left[ (1 - P_{j,4})(1 - P_{j,3}) \left( \frac{Fe_{j,3-2}}{Fe_{j,2}} \right) + (1 - P_{j,4})(1 - P_{j,4-2}) \left( \frac{Fe_{j,4-2}}{Fe_{j,2}} \right) + (1 - P_{j,STN-2}) \left( \frac{Fe_{j,STN-2}}{Fe_{j,2}} \right) \right]$$

$$Fe_{j,2} = Fe_{j,STN-2} + Fe_{j,4-2} + Fe_{j,3-2}$$

Donde:

- $PR_{2,j}$ : Factor para referir las medidas de energía del nivel de tensión 2 del OR  $j$  al STN.
- $P_{j,2}$ : Pérdidas a reconocer en el nivel de tensión 2 del OR  $j$ , según lo establecido en el numeral 8.1.2.
- $P_{j,4}$ : Pérdidas a reconocer en el nivel de tensión 4 al OR  $j$ , determinadas para cada sistema según lo establecido en el numeral 8.1.1 del presente anexo.
- $P_{j,3}$ : Pérdidas a reconocer en el nivel de tensión 3 del OR  $j$ , según lo establecido en el numeral 8.1.2.
- $Fe_{j,n-2}$ : Flujo de energía anual entre el nivel de tensión  $n$ ,  $n$  es STN, 4 ó 3, y el nivel de tensión 2 del OR  $j$  (MWh-año), de acuerdo con el balance de energía que se realiza según lo descrito en el numeral 8.3.6. y considerando los factores del numeral 8.1.
- $P_{j,STN-2}$ : Pérdidas de transformación para referir las medidas de energía del Nivel de Tensión 3 al STN e iguales a 0,23 %

*Handwritten signature*

*Handwritten signature*

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

**Nivel de tensión 1:**

$$PR_{1,j} = 1 - (1 - P_{j,1}) \left[ (1 - PR_{3,j}) \left( \frac{Fe_{j,3-1}}{Fe_{j,1}} \right) + (1 - PR_{2,j}) \left( \frac{Fe_{j,2-1}}{Fe_{j,1}} \right) \right]$$

$$Fe_{j,1} = Fe_{j,3-1} + Fe_{j,2-1}$$

Donde:

- $PR_{1,j}$ : Factor para referir las medidas de energía del nivel de tensión 1 del OR  $j$  al STN.
- $P_{j,1}$ : Pérdidas reconocidas en el nivel de tensión 1 del OR  $j$ .
- $PR_{3,j}$ : Factor para referir las medidas de energía del nivel de tensión 3 del OR  $j$  al STN.
- $PR_{2,j}$ : 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 ó 2, y el nivel de tensión 1 del OR  $j$  (MWh-año), de acuerdo con el balance de energía que se realiza según lo descrito en el numeral 8.3.6. y considerando los factores del numeral 8.1.

**Pérdidas de transformadores de conexión al STN:**

Las pérdidas de transformación para referir las medidas de usuarios que se consideran conectados directamente al STN, independientemente del nivel de tensión de baja tensión del transformador de conexión al STN donde se encuentre su medida, son iguales a 0,23 %.

**8.3 PLAN DE GESTIÓN DE PÉRDIDAS**

Los planes de gestión de pérdidas están constituidos por los planes de reducción y por los planes de mantenimiento de pérdidas.

La metodología para la aprobación de los planes de gestión de pérdidas tiene en cuenta los siguientes criterios:

- Los costos eficientes del plan están constituidos por las inversiones y por los costos y gastos aprobados al OR para tal fin.
- La remuneración de los planes de reducción de pérdidas será aplicable únicamente en los mercados de comercialización que presenten pérdidas de energía eléctrica superiores a las pérdidas reconocidas en el nivel de tensión 1 a la fecha de entrada en vigencia de esta resolución y tendrá una duración de cinco años.
- La remuneración de costos de mantenimiento de pérdidas de energía aplica para aquellos OR que a la fecha de corte presentan un índice de nivel de tensión 1 inferior al reconocido o para aquellos OR a quienes se les aprobaron índices de nivel de tensión 1 como producto del estudio de

AS

AG

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

perdidas presentado de conformidad con lo establecido en la Resolución CREG 172 de 2011.

- d. La remuneración de los planes de reducción de pérdidas está sujeta al cumplimiento de las metas aprobadas a cada OR en resolución particular. El incumplimiento de las metas será causal de devolución, a los usuarios del mercado de comercialización respectivo, de parte o de la totalidad de los recursos recibidos por este concepto.
- e. La remuneración de los planes de reducción de pérdidas de energía se efectuará a través de los cargos por uso y a través de la variable CPROG incluida en el costo unitario de prestación del servicio en el caso de los usuarios regulados y que se debe incorporar como parte de los costos del servicio para los usuarios no regulados.
- f. La remuneración de las inversiones que no estén clasificadas en UC se efectuará, conjuntamente con los costos y gastos de AOM de pérdidas, a través de la variable CPROG.

### **8.3.1 Requisitos para la presentación del plan.**

El OR  $j$  que atienda un mercado de comercialización que presente pérdidas de energía en el nivel de tensión 1, calculadas según lo establecido en el numeral 8.3.6.2 del presente capítulo, a la fecha de corte, superiores a las pérdidas reconocidas en el mismo momento, debe someter para aprobación de la CREG el plan que debe contener, como mínimo, la siguiente información:

- a. Resumen del plan: El cual debe incluir el cálculo de las variables  $CAP_j$ ,  $PPact_{u_j}$ ,  $PPact_{nu_j}$ ,  $PPaom_j$ ,  $AOMd_j$ ,  $CPOR_j$ ,  $IPT_{j,0}$ ,  $P_{j,1,0}$  y las metas para cada período de evaluación, según el formato definido en el numeral 8.3.1.1 del presente capítulo.
- b. Bases de cálculo: El OR deberá entregar la totalidad de la información utilizada para el cálculo de cada una de las variables presentadas, en hojas de cálculo del programa Excel.
- c. Balance de energía, de doce meses calendario que finalizan el tercer mes anterior al de presentación de la solicitud, detallando el código SIC de cada frontera comercial, según lo expuesto en los numerales 8.3.6 y 8.3.7.1
- d. Listado de todas las fronteras comerciales existentes en el mercado de comercialización del OR, señalando el tipo de frontera, el código SIC y el nivel de tensión asociado.
- e. Relación de los transformadores de distribución con redes antifraude existentes a la fecha de presentación del plan, con los correspondientes códigos utilizados para el reporte de información al SUI.
- f. Listado de usuarios conectados directamente al STN en el mercado de comercialización del OR, indicando su ubicación y código SIC.
- g. Certificación del representante legal, contador y revisor fiscal del OR detallando el código de las cuentas creadas en la contabilidad, que permitan el registro independiente de todas las actividades relacionadas con el plan.

AS

11

216

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

- h. Valores de inversión, en \$/kWh, para los años  $t$  y  $t-1$ , según lo dispuesto en el numeral 8.3.2.2.3 del presente capítulo.

### 8.3.1.1 Formato resumen del plan

Variable	Descripción	Valor
CPOR <sub>j</sub>	Valor presente del costo del plan presentado por el OR, en pesos de fecha de corte.	
PPact <sub>nuj</sub>	Participación de la inversión en activos no uso de la actividad de distribución.	
INVnu <sub>1</sub>	Inversión en el año 1 en activos no uso (pesos constantes de la fecha de corte)	
INVnu <sub>2</sub>	Inversión en el año 2 en activos no uso (pesos constantes de la fecha de corte)	
INVnu <sub>3</sub>	Inversión en el año 3 en activos no uso (pesos constantes de la fecha de corte)	
INVnu <sub>4</sub>	Inversión en el año 4 en activos no uso (pesos constantes de la fecha de corte)	
INVnu <sub>5</sub>	Inversión en el año 5 en activos no uso (pesos constantes de la fecha de corte)	
PPaom <sub>j</sub>	Participación de los costos y gastos, utilizados para la ejecución del plan, respecto del costo del plan presentado por el OR.	
AOM <sub>1</sub>	Costos y gastos en el año 1 (pesos constantes de la fecha de corte)	
AOM <sub>2</sub>	Costos y gastos en el año 2 (pesos constantes de la fecha de corte)	
AOM <sub>3</sub>	Costos y gastos en el año 3 (pesos constantes de la fecha de corte)	
AOM <sub>4</sub>	Costos y gastos en el año 4 (pesos constantes de la fecha de corte)	
AOM <sub>5</sub>	Costos y gastos en el año 5 (pesos constantes de la fecha de corte)	
AOMd <sub>j</sub>	Promedio anual de costos y gastos asociados con la recuperación de pérdidas de energía reconocidos en el AOM de la actividad de distribución de energía eléctrica según lo reportado en la circular CREG 027 de 2014, en pesos de la fecha de corte.	
AOMP <sub>j,1</sub>	Gastos en planes de reducción de pérdidas, durante el 2009, (pesos de la fecha de corte).	
AOMP <sub>j,2</sub>	Gastos en planes de reducción de pérdidas, durante el 2010, (pesos de la fecha de corte).	
AOMP <sub>j,3</sub>	Gastos en planes de reducción de pérdidas, durante el 2011, (pesos de la fecha de corte).	
AOMP <sub>j,4</sub>	Gastos en planes de gestión de pérdidas, durante el 2012, (pesos de la fecha de corte).	
AOMP <sub>j,5</sub>	Gastos en planes de gestión de pérdidas, durante el 2013, (pesos de la fecha de corte).	

VARIABLE	%
Índice de pérdidas nivel de tensión 1 al inicio del plan, $PE_{j,1,s}$ calculado con $s=0$ según 8.3.6.2	
Índice de pérdidas totales de energía al inicio del plan, $PT_{j,s}$ calculado con $s=0$ según 8.3.6.1	
Metas de la senda de reducción de pérdidas	
Periodo de evaluación 1, $IPTS_{j,1}$	
Periodo de evaluación 2, $IPTS_{j,2}$	
Periodo de evaluación 3, $IPTS_{j,3}$	
Periodo de evaluación 4, $IPTS_{j,4}$	
Periodo de evaluación 5, $IPTS_{j,5}$	
Periodo de evaluación 6, $IPTS_{j,6}$	
Periodo de evaluación 7, $IPTS_{j,7}$	
Periodo de evaluación 8, $IPTS_{j,8}$	
Periodo de evaluación 9, $IPTS_{j,9}$	
Periodo de evaluación 10, $IPTS_{j,10}$	

Las metas de reducción de pérdidas de cada período de evaluación deben cumplir con la siguiente condición:

$$IPTS_{j,s} - IPTS_{j,s+2} < 0.4 * (IPT_{j,0} - IPTS_{j,10})$$

14

146

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

Donde:

$IPT_{j,0}$ : Índice de pérdidas totales del mercado atendido por el OR  $j$  al inicio del plan.

$IPTS_{j,s}$ : Índice de pérdidas totales de la senda propuesto por el OR  $j$  en el período de evaluación  $s$ .

Para la ejecución de las actividades propias de la actividad de comercialización, tales como instalación de micromedidores, revisión de medidores y gestión comercial, entre otras, el OR deberá efectuarlas a través del comercializador que corresponda.

### 8.3.2 Cálculo del costo del plan.

Se verificará que el costo total del plan presentado por el OR no supere el costo total de referencia, calculado con el modelo de estimación del costo eficiente a partir de la meta final de pérdidas de energía solicitada por el OR. El costo total del plan a aprobar será el menor entre el costo total presentado por el OR y el costo total de referencia.

La CREG podrá aprobar un valor inferior al solicitado por el OR para la ejecución de su plan sin perjuicio de lo cual el OR que acepte la ejecución del mismo deberá cumplir con las metas de reducción de pérdidas para cada período de evaluación.

El costo del plan de reducción de pérdidas está compuesto por las inversiones asociadas con la reducción de pérdidas no técnicas y por los costos y gastos en que incurra el agente en la ejecución del plan, mientras que el plan de mantenimiento de pérdidas está compuesto únicamente por los costos y gastos en que incurra el agente en el desarrollo de esta actividad.

#### 8.3.2.1 Cálculo de la variable $CAP_j$

La variable  $CAP_j$  corresponde al costo anual del plan que remunera los costos y gastos asociados con la recuperación o mantenimiento de pérdidas de energía y, para los OR que requieren de aprobación de plan de reducción de pérdidas, la remuneración de activos no asociados con UC, así:

##### 8.3.2.1.1 Cálculo de la variable $CAP_j$ para planes de mantenimiento de pérdidas

Para la remuneración de costos de mantenimiento de pérdidas de energía a aquellos OR que a la fecha de corte presentan un índice de nivel de tensión 1 inferior al reconocido o para aquellos OR a quienes se les aprobaron índices de nivel de tensión 1 como producto del estudio de perdidas presentado de conformidad con lo establecido en la Resolución CREG 172 de 2011, el cálculo de la variable  $CAP_j$  se realiza de la siguiente manera:

$$CAP_j = \sum_{k=1}^5 \frac{AOMP_{j,k}}{k}$$

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

Donde:

$CAP_j$ : Costo anual del plan de gestión de pérdidas del mercado de comercialización  $j$ , aprobado al OR  $j$  que atiende dicho mercado.

$AOMP_{j,k}$ : Gastos del OR  $j$  en pérdidas de energía, durante los años  $k$  (de 2008 al 2013), donde  $k$  es el número de años con información reportada. Esta información corresponde a la entregada por los OR en respuesta a la Circular CREG 027 de 2014, en pesos de la fecha de corte.

En el caso de que un OR no haya reportado información en respuesta a esta Circular, esta variable tomará el valor de cero (0).

### 8.3.2.1.2 Cálculo de la variable $CAP_j$ para planes de reducción de pérdidas

La variable  $CAP_j$  corresponde a la anualidad a remunerar al OR por la ejecución del plan.

$$CAP_j = \frac{CTP_j * PPact\_nu_j * r}{1 - (1 + r)^{-5}} + \frac{CTP_j * PPaom_j}{5} - IP_{j,n,t}$$

Donde:

$$PPact\_nu_j = \frac{\sum_{k=1}^5 \frac{INVnu_t}{(1+r)^t}}{CPOR_j}$$

$$PPaom_j = \frac{\sum_{k=1}^5 \frac{AOM_t}{(1+r)^t}}{CPOR_j}$$

Con:

$CAP_j$ : Costo anual del plan de gestión de pérdidas del mercado de comercialización  $j$ , aprobado al OR que atiende dicho mercado. El menor valor que toma esta variable es cero (0).

$CTP_j$ : Costo total del plan para el OR  $j$ , en pesos de diciembre de 2014, calculado de acuerdo con lo establecido en el numeral 8.3.2.2 de este capítulo.

$PPact\_nu_j$ : Participación de la inversión en activos que no son considerados activos de uso de la actividad de distribución, utilizados para la ejecución del plan, respecto del costo del plan presentado por el OR.

$PPaom_j$ : Participación de los costos y gastos, utilizados para la ejecución del plan, respecto del costo del plan presentado por el OR.

*Handwritten signature*

*Handwritten signature*

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

- INV<sub>nu,t</sub>*: Inversión en el año *t* en activos que no son clasificados como activos de uso de la actividad de distribución, utilizados para la ejecución del plan.
- AOM<sub>t</sub>*: Costos y gastos en el año *t* utilizados para la ejecución del plan.
- CPOR<sub>j</sub>*: Valor presente neto del costo total del plan, en pesos de noviembre de 2014, presentado por el OR *j* para su aprobación. Calculado con la tasa de retorno de la metodología de distribución.
- r*: Tasa de retorno para la remuneración con la metodología de ingreso máximo.

### 8.3.2.2 Costo total del plan

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<sub>j</sub>*: Costo total del plan para el OR *j*, en pesos de la fecha de corte.
- CPCE<sub>j</sub>*: Costo total del plan, en pesos de la fecha de corte. Este valor resulta de la aplicación del modelo de costos eficientes de que trata el numeral 8.3.2.2.1 del presente anexo, actualizado a pesos de la fecha de corte.
- CPOR<sub>j</sub>*: Valor presente del costo total del plan, en pesos de la fecha de corte, presentado por el OR *j* para su aprobación. Calculado con la tasa de retorno de la metodología de distribución.

#### 8.3.2.2.1 Cálculo de la variable CPCE<sub>j</sub>

La variable *CPCE<sub>j</sub>* se obtendrá a partir del modelo de estimación del costo eficiente desarrollado por la CREG, considerando el índice de pérdidas inicial de cada OR, el índice de pérdidas propuesto por el OR para el final del plan y los costos de reducción de pérdidas no técnicas obtenidos a partir de la información entregada por los OR en respuesta a las circulares CREG 019 de 2010 y 027 de 2014.

#### 8.3.2.2.2 Acceso al modelo de estimación del costo eficiente.

La Comisión pondrá a disposición de las empresas el aplicativo de estimación del costo eficiente de reducción de pérdidas, durante el plazo para la presentación de la solicitud de aprobación de cargos.

Para tener acceso a este aplicativo, el representante legal de cada OR debe enviar a la Comisión una comunicación escrita solicitando el usuario y la clave

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

de acceso y señalando una dirección de correo electrónico donde se enviará la información de acceso y los resultados de las simulaciones.

#### **8.3.2.2.3 Variables del modelo de estimación del costo eficiente del plan**

Para definir la variable CPCE se utilizará la siguiente información:

- a. Tasa de descuento: tasa de retorno de la metodología de distribución.
- b. Crecimiento vegetativo de la demanda: crecimiento promedio de las ventas de energía registradas en el mercado de comercialización, durante los cinco años anteriores al de la presentación del plan.
- c. Mínima inversión: mínimo costo en \$/kWh, con el cual el modelo de estimación del costo eficiente obtiene una ruta factible para obtener el nivel de pérdidas propuesto por el OR al finalizar el plan. Este valor debe ser mayor que cero (0).
- d. Máxima inversión: máximo costo en \$/kWh, con el cual el modelo de estimación del costo eficiente obtiene una ruta factible para obtener el nivel de pérdidas propuesto por el OR al finalizar el plan. Este valor debe ser mayor que cero (0).
- e. Opciones de inversión: corresponde al número de opciones para conformar el árbol de decisión, cuyo máximo valor es treinta (30).
- f. Energía de entrada para los años  $t$  y  $t-1$ : cantidad de energía, en kWh, calculada con base en la metodología definida en el numeral 8.3.7.1, menos la energía de salida a otros OR,  $F_{SORj,n,s}$ , según lo definido en el numeral 8.3.7.2.
- g. Energía de salida para los años  $t$  y  $t-1$ : cantidad de energía, en kWh, calculada con base en la metodología definida en el numeral 8.3.7.2
- h. Nivel de pérdidas años  $t$  y  $t-1$ : porcentaje de pérdidas totales del sistema calculado con base en la metodología definida en el numeral 8.3.6.1 del presente capítulo.
- i. Inversión años  $t$  y  $t-1$ : corresponde a la información entregada por el OR en la solicitud de aprobación del plan.
- j. El año  $t$  corresponde al anterior al de la presentación de la solicitud de aprobación del plan.

#### **8.3.2.3 Listado de activos a reconocer mediante la variable $INVnu_t$ .**

Se incluyen las siguientes inversiones: medidores de usuarios finales regulados que no cuenten con medidor a la fecha de presentación del plan y su costo no sea trasladado al usuario, medidores en el arranque de todas las líneas, equipos de medida en los puntos de entrada de cada nivel de tensión, macromedidores instalados en transformadores de distribución y sistemas de medición centralizada.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

En el desarrollo de los planes de reducción de pérdidas de energía, en las redes de baja tensión donde estén instalados o se vayan a instalar sistemas de medición centralizada, el comercializador deberá solicitar a sus usuarios regulados un equipo de medida compatible con el sistema de medición centralizada que instale el OR. El usuario regulado podrá cambiar su medidor por uno de las calidades exigidas en la regulación vigente o acogerse a la medida dispuesta por el comercializador integrado con el OR a través del sistema de medición centralizada instalado por el OR. En este último caso, el medidor no tendrá ningún costo para el usuario y la responsabilidad por su custodia no será del usuario.

### **8.3.3 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 presente resolución.
- b. Enviar comunicación a la CREG en la que se ratifique su interés en dar inicio a la ejecución del plan y se envíe copia de la publicación del resumen del plan realizada, lo anterior 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 mercado el inicio de la ejecución del plan de reducción de pérdidas aprobado para su sistema.

Una vez cumplidos los requisitos para dar inicio a la ejecución del plan, el LAC determinará el cargo  $C_{PROG_{j,m}}$  según lo establecido en el numeral 8.3.4.1.

La fecha de inicio del plan es el primer día calendario del mes siguiente al de la publicación del  $C_{PROG_{j,m}}$  por parte del LAC en su página web.

Los comercializadores minoristas deben publicar las tarifas que aplicarán a sus usuarios incluyendo el valor de la variable  $C_{PROG_{j,m}}$  calculada por el LAC para el respectivo mercado, dentro del mes de publicación del  $C_{PROG_{j,m}}$  por parte del LAC.

A los consumos causados con anterioridad a la fecha de inicio del plan no se les puede incluir el cobro de la variable  $C_{PROG_{j,m}}$ .

Cuando en un mercado de comercialización se encuentre un plan en ejecución y se cambie el OR, el plan aprobado no se modificará por este hecho y el nuevo OR deberá continuar con la ejecución del mismo.

Para la evaluación del cumplimiento de las metas aprobadas se debe realizar el procedimiento de evaluación definido a continuación:

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

### **8.3.3.1 Evaluación del cumplimiento del plan.**

La evaluación de cumplimiento del plan consiste en el cálculo de los índices de pérdidas, su divulgación y la aplicación de la siguiente metodología:

1. El LAC calculará, para cada OR, el índice de pérdidas totales,  $IPT_{j,s}$ , conforme a lo establecido en el numeral 8.3.6.1 del presente capítulo, dentro de los primeros cinco (5) días hábiles del segundo mes posterior a la finalización de cada período de evaluación. Los resultados serán publicados por el LAC, junto con las metas aprobadas para cada OR, en su página web al siguiente día de su cálculo.
2. Los OR tendrán un plazo de cinco (5) días hábiles a partir de la publicación de los resultados para presentar sus observaciones sobre éstos. En este caso el OR deberá enviar al LAC y a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios las pruebas que demuestren los posibles errores de cálculo o que la información utilizada no corresponda con la realidad.
3. Cuando un OR presente observaciones sobre el cálculo, el LAC resolverá la solicitud y el decimoquinto (15) día hábil del mismo mes publicará los resultados finales de cálculo teniendo en cuenta todas las aclaraciones que se presenten.
4. Si un OR cumple con las metas, se mantendrá la remuneración aprobada para el siguiente período de evaluación.

Un OR incumple la ejecución del plan cuando la variable  $IPT_{j,s}$  es superior al índice  $IPTS_{j,s}$  aprobado.

La suspensión de la remuneración del plan a un OR no implica la cancelación de la ejecución del plan y el LAC continuará calculando los índices que le correspondan.

Cuando un incumplimiento ocurra en el décimo período de evaluación, el LAC calculará el  $IPT_{j,s}$  para el siguiente período de evaluación. Si el índice  $IPT_{j,s}$  del undécimo período de evaluación no cumple con la meta establecida para el décimo período de evaluación, el OR devolverá los recursos recibidos durante los períodos de evaluación 9 y 10, según lo establecido en el numeral 8.3.5.4.

5. Si al finalizar el período de evaluación siguiente al de la suspensión de la remuneración se encuentra que el OR cumple con la meta aprobada para ese período, se levantará la suspensión del plan y se reiniciará la remuneración del plan al OR.
6. Si al finalizar el período de evaluación siguiente al de la suspensión de la remuneración se encuentra que el OR no cumple con la meta aprobada para ese período, se cancelará la ejecución del plan y el OR debe devolver los ingresos recibidos, conforme a lo establecido en el numeral 8.3.5.4 según corresponda.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

7. Cuando durante la vigencia del plan y hasta un año posterior a su finalización, un Comercializador incumbente modifique los reportes de ventas de energía en el SUI, el LAC deberá recalcular los índices de pérdidas totales,  $IPT_{j,s}$ , conforme a lo establecido en el numeral 8.3.6.1 teniendo en cuenta la nueva información.

En este caso, si con los nuevos índices un OR incumple con las metas del respectivo período de evaluación, el OR debe reintegrar los recursos recibidos durante los periodos de incumplimiento conforme a lo señalado en el numeral 8.3.5.

### **8.3.3.2 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. Esta solicitud deberá presentarse a la CREG a más tardar (3) tres meses antes de la finalización del tercer periodo de evaluación.
- b. La modificación de la meta final conlleva a un ajuste en la remuneración del plan aprobada inicialmente al OR.

Cuando el índice final solicitado sea superior al aprobado, el plan será objeto de reliquidación y ajuste. Para el cálculo del nuevo  $CAP_j$ , se debe restar de la variable  $CTP_j$  los recursos recibidos hasta el momento de la solicitud y los proyectados a recibir durante los tres (3) meses siguientes a la solicitud. El índice final solicitado no deberá ser superior o igual al último índice de pérdidas calculado. El nuevo  $CAP_j$  estará vigente entre el momento de aprobación y el tiempo restante para el 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  $CAP_j$  estará vigente entre el momento de aprobación y el tiempo restante para el cumplimiento total de los cinco (5) años del plan sin que se hagan reconocimientos retroactivos por causa de que el nuevo  $CAP_j$  sea mayor que el aprobado inicialmente.

- c. Se puede solicitar el ajuste de las metas intermedias sólo una vez durante el periodo de ejecución del plan, siempre que se mantengan las condiciones vigentes aprobadas, valor final de pérdidas y periodo para alcanzarla. Las nuevas metas intermedias no deberán ser superiores o iguales al último índice de pérdidas calculado y deberán tener en cuenta la restricción definida en el numeral 8.3.1.1 del presente capítulo.
- d. La modificación de las metas intermedias no conlleva a un ajuste del costo anual del plan aprobado.
- e. En cualquier caso, para solicitar el ajuste en las metas, intermedias o finales, el OR debe haber cumplido con la meta correspondiente al periodo de evaluación inmediatamente anterior al de la solicitud.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

- 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 procedimiento de evaluación y aprobación de las nuevas metas.

### 8.3.4 Liquidación, Recaudo y Actualización del CPROG<sub>j,m</sub>.

Los cargos por concepto de remuneración de los planes de pérdidas serán actualizados y liquidados por el LAC y facturados y recaudados por los OR a los comercializadores que atienden usuarios en su mercado de comercialización, hasta que finalice o se cancele el plan de un OR, siguiendo las siguientes disposiciones:

#### 8.3.4.1 Determinación del cargo mensual

El cargo que debe ser cobrado a los usuarios finales en cada mercado de comercialización será calculado y publicado por el LAC los primeros siete (7) días de cada mes, de la siguiente manera:

$$CPRG_{j,m} = \frac{CAP_j}{\sum_{m=-14}^{m-3} VSTN_{j,m} + VCP_j + VCI_j} * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

Donde:

*CPRG<sub>j,m</sub>*: Cargo en \$/kWh por concepto del plan, del mercado de comercialización *j*, aplicable en el mes *m*. El cargo publicado por el LAC aplicará para el siguiente mes al de su publicación.

*CAP<sub>j</sub>*: Costo anual del plan, en pesos de la fecha base, del mercado de comercialización *j*, aprobado al OR, calculado según lo expuesto en el numeral 8.3.2.1.

*VSTN<sub>j,m</sub>*: Ventas a usuarios conectados directamente al STN asociados al mercado de comercialización *j* en el mes *m*, en kWh.

Corresponde a las lecturas tomadas directamente de los medidores de los usuarios conectados directamente al STN, sin referir al STN, tomadas de los registros del LAC. Cuando el medidor no se encuentre en el lado del STN, la medida se debe referir con los factores aprobados para el respectivo sistema.

Cuando para una frontera no se disponga de la información de un mes determinado se utilizará el promedio registrado para los últimos seis (6) meses de dicha frontera o la mejor información disponible en el LAC.

*VCP<sub>j</sub>*: Ventas en el mercado de comercialización servido por el OR *j*, durante doce (12) meses, en kWh, realizadas por los comercializadores diferentes al incumbente.

*AF*

*GF*

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

- $VCI_j$  Ventas en el mercado de comercialización servido por el OR  $j$ , durante doce (12) meses, en kWh, realizadas por el comercializador incumbente.
- $IPP_{m-1}$  Índice de precios al productor total nacional correspondiente al mes  $m-1$ .
- $IPP_0$  Índice de precios al productor total nacional correspondiente al mes de la fecha de corte.

La variable  $VCP_j$  se calcula de la siguiente manera:

$$VCP_j = \sum_{m=-14}^{-3} \sum_{n=BT}^{AT} \sum_{i=1}^{I_p} vcp_{m,n,i}$$

Donde:

$VCP_j$  Ventas en el mercado de comercialización servido por el OR  $j$ , durante doce (12) meses, en kWh, realizadas por los comercializadores diferentes al incumbente.

$vcp_{m,n,i}$  Energía registrada en el SIC para las fronteras comerciales de responsabilidad del comercializador  $i$  diferente al comercializador incumbente, durante el mes  $m$ , en el nivel 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 el promedio de los valores registrados para los últimos seis (6) meses o la mejor información disponible.

$I_p$ : Número total de comercializadores distintos al incumbente en el mercado de comercialización del OR  $j$ .

La variable  $VCI_j$  se calcula de la siguiente manera:

$$VCI_j = \sum_{m=-14}^{-3} \sum_{n=BT}^{AT} (vciR_{m,n} + vciNR_{m,n})$$

Donde:

$VCI_j$  Ventas en el mercado de comercialización servido por el OR  $j$ , durante doce (12) meses, en kWh, realizadas por el comercializador incumbente.

$vciR_{m,n}$  Ventas durante el mes  $m$ , en el nivel de tensión  $n$ , del comercializador incumbente, para usuarios regulados.

Corresponde al consumo de energía eléctrica en kWh que es facturado y reportado al SUI para el respectivo periodo. Cuando no se disponga de la información para un mes determinado, se utilizará

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

el promedio registrado en el SUI para los últimos seis (6) meses o la mejor información disponible.

$vciNR_{m,n}$  Ventas durante el mes  $m$ , en el nivel de tensión  $n$ , del comercializador incumbente, para usuarios no regulados.

Corresponde a la energía registrada en el SIC para las fronteras comerciales de usuarios no regulados responsabilidad del comercializador incumbente, durante el mes  $m$ , en el nivel 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 el promedio de los valores registrados para los últimos seis (6) meses o la mejor información disponible.

#### 8.3.4.2 Liquidación y recaudo

Dentro de los primeros quince (15) días calendario del segundo mes siguiente al de aplicación del cargo respectivo, el LAC determinará y publicará el valor que cada comercializador debe trasladar al OR, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$LCPROG_{i,j,m} = (CPROG_{j,m} * VC_{i,j,m}) + AL_{i,j,m}$$

Donde:

$LCPROG_{i,j,m}$ : Liquidación por concepto de CPROG, en pesos, en el mercado de comercialización  $j$ , por las ventas realizadas durante el mes  $m$ , que facturará el OR  $j$  al comercializador  $i$ .

$VC_{i,j,m}$ : Ventas de energía del comercializador  $i$ , en el mercado de comercialización  $j$ , durante el mes  $m$ , considerando las ventas a usuarios conectados directamente al STN que hacen parte del mercado de comercialización  $j$ .

La determinación de las ventas a usuarios no regulados y para el caso en que un comercializador  $i$  diferente al integrado al OR haya registrado una frontera comercial para la atención de un solo usuario regulado, se hará a través del consumo registrado en el SIC para la frontera específica.

La determinación de las ventas a usuarios regulados atendidos por el comercializador incumbente se hará a través del consumo de energía eléctrica en kWh que es facturado y reportado para el respectivo periodo al SUI.

En las fronteras comerciales que agrupen usuarios regulados atendidos por un comercializador  $i$  diferente al incumbente, este valor corresponde a la medida registrada en la frontera comercial  $f$  de dicho comercializador multiplicada por el factor  $(1 - Ps_f)$ . La variable  $Ps_f$  es igual a 0,019. En caso que el comercializador y el





Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

OR acuerden otro valor de  $Ps_f$ , deberá ser informado al LAC para que sea utilizado en la liquidación.

$AL_{i,j,m}$ : Ajuste de la liquidación en el mes  $m$ , en pesos, causada por modificaciones en los reportes de información de consumos facturados o refacturaciones, realizadas por el comercializador  $i$  en el mercado de comercialización  $j$ .

Este valor es igual a cero (0) en la primera liquidación

$$AL_{i,j,m} = CPROG_{j,maj} * (VCA_{i,j,maj} - VC_{i,j,maj} + VCR_{i,j,m})$$

Donde:

$VCA_{i,j,maj}$ : Ventas de energía del comercializador  $i$  ajustadas, en el mercado de comercialización  $j$ , en el mes de ajuste  $maj$  para el cual se modificó el reporte de información, 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 cual ya se realizó alguna liquidación del costo del plan.

Si el comercializador no realiza modificaciones en el consumo facturado, la variable  $VCA_{i,j,maj}$  es igual a  $VC_{i,j,maj}$ .

$VC_{i,j,maj}$ : 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 su utilización en el cálculo de un LCPROG.

$VCR_{i,j,m}$ : Consumo refacturado por el comercializador  $i$ , en el mercado de comercialización  $j$ , para el mes  $m$ , considerando las ventas a usuarios conectados directamente al STN que hacen parte del mercado de comercialización  $j$ . Corresponde a los consumos de energía eléctrica, en kWh, realizados durante períodos anteriores que se facturaron de más o se dejaron de facturar.

Cuando un comercializador modifique la información de ventas en el SUI o el reporte de energía en el LAC para un mes que ya ha sido objeto de liquidación de  $CPROG_{j,m}$ , el LAC deberá efectuar una reliquidación por este concepto.

La facturación y recaudo a los agentes comercializadores le corresponderá a los OR, utilizando la liquidación elaborada por el LAC.

La liquidación del  $CPROG_{j,m}$  deberá ser trasladada por los comercializadores a los respectivos OR de acuerdo con los plazos establecidos en la regulación vigente.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

### **8.3.5 Suspensión, cancelación del plan y devolución de ingresos.**

El plan de reducción o mantenimiento de pérdidas puede ser suspendido o cancelado a voluntad del OR o por encontrarse incurso en alguna de las causales en cada caso.

En cualquier caso, de suspensión o cancelación, el LAC deberá avisar a los comercializadores que se encuentren en el mercado de comercialización del OR respectivo para que dejen de cobrar el CPROG a sus usuarios.

En caso de suspensión, el cobro puede ser reanudado cuando desaparezcan las causales de suspensión. En caso de cancelación el cobro CPROG no podrá reanudarse y, por el contrario, se deberán devolver los recursos según lo establecido en el numeral 8.3.5 del presente capítulo.

#### **8.3.5.1 Causales para la suspensión del reconocimiento de los costos asociados con los planes**

Las causales de suspensión del reconocimiento de los costos asociados con los planes son:

- a. Incumplimiento en la meta de reducción de pérdidas en dos períodos de evaluación consecutivos. Un OR incumple una meta cuando el resultado final de su índice es superior a la meta aprobada para el respectivo período de evaluación.
- b. Cuando se verifique que la vinculación de usuarios a la red está incompleta o desactualizada en el SUI
- c. Cuando se encuentren fronteras comerciales entre agentes de responsabilidad del comercializador integrado con el OR  $j$  cuya información de las características de la misma (nivel de tensión, precisión, tipo de frontera) difiera de la registrada en el SIC.
- d. Cuando, a partir del decimotercer (13) mes de inicio del plan, el OR no informe al LAC, durante dos meses consecutivos, el registro de las medidas entre niveles de tensión para determinar el factor  $FDF_{j,k \rightarrow n,m}$  de que trata el numeral 8.3.7.3.

#### **8.3.5.2 Causales para la cancelación automática del plan**

Las causales de cancelación automática del plan, sin que se requiera declaración de ninguna autoridad, son:

- a. Incumplimiento de las metas del plan durante tres períodos de evaluación consecutivos.
- b. Reincidencia en alguna de las causales de suspensión del plan.
- c. Cuando hayan transcurrido seis (6) meses posteriores a la detección y notificación de inconsistencias en la información del vínculo cliente red y el OR no haya corregido la situación.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

- d. En caso de que el OR reporte, como parte de la ejecución del plan, redes existentes a la fecha de solicitud del plan.
- e. Cuando un OR decida finalizar el plan.
- f. Cuando la información de ventas de energía reportada al SUI por un comercializador incumbente, utilizada para el seguimiento del plan, sea modificada en el SUI con posterioridad a la fecha del cálculo del índice respectivo y con la nueva información el OR no cumpla con la senda aprobada para el respectivo período de evaluación.

#### **8.3.5.3 Cancelación de la ejecución del plan por petición del OR**

El OR podrá solicitar la cancelación del plan en cualquier momento sujeto a las siguientes condiciones:

- a. Si el OR cumplió la meta aprobada para el periodo de evaluación anterior al de la fecha de solicitud de cancelación del plan, no debe devolver ingresos por concepto del plan.
- b. Si el OR incumplió la meta aprobada para el periodo de evaluación anterior al de la fecha de solicitud de cancelación del plan, debe devolver los ingresos recibidos durante el periodo de incumplimiento, de acuerdo con lo señalado en el numeral 8.3.5 del presente capítulo.
- c. Si el OR se encuentra en causal de suspensión del plan debe devolver los ingresos recibidos durante los periodos de incumplimiento, de acuerdo con lo señalado en el numeral 8.3.5 del presente capítulo.

Cuando el OR solicite la cancelación de la ejecución del plan se suspenderá inmediatamente el cobro del  $CPROG_{j,m}$ .

#### **8.3.5.4 Devolución de ingresos por parte del OR**

Cuando se presente incumplimiento en la ejecución del plan por parte de un OR, de acuerdo con lo establecido en el numeral 8.3.3.1 del presente capítulo o en caso de que un OR decida finalizar unilateralmente la ejecución del plan y deba devolver recursos, según lo dispuesto en el numeral 8.3.5.3 del presente capítulo, el OR deberá retornar los ingresos recibidos por este concepto a los usuarios del mercado de comercialización, durante los doce (12) meses posteriores a la cancelación del plan, a través de un valor negativo de la variable  $CPROG_{j,m}$ , de acuerdo con la metodología del presente numeral.

En caso de cancelación de la ejecución del plan el LAC calculará los ingresos recibidos durante los periodos de incumplimiento previos a la suspensión de la remuneración del plan, para que sean tenidos en cuenta como un menor valor en el costo de prestación del servicio a los usuarios del mercado de comercialización respectivo. Para el caso de devolución a los usuarios conectados directamente al STN, el LAC deberá descontar los dineros a devolver de la siguiente liquidación de ingresos del OR y asignarle esos recursos al comercializador que corresponda para que este, a su vez, reintegre los valores al usuario específico.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

En caso de finalización unilateral del plan el LAC debe calcular los ingresos recibidos durante los periodos de incumplimiento previos a la solicitud de cancelación del plan, para que sean tenidos en cuenta como un menor valor en el costo de prestación del servicio a los usuarios del mercado de comercialización respectivo. Para el caso de devolución a los usuarios conectados directamente al STN, el LAC deberá descontar los dineros a devolver de la siguiente liquidación de ingresos del OR y asignarle esos recursos al comercializador que corresponda para que este, a su vez, reintegre los valores al usuario específico.

#### **8.3.5.4.1 Determinación del cargo mensual $C_{PROG_{j,m}}$ con recursos recibidos por el OR cuando se cancela la ejecución del plan.**

Al siguiente mes de la cancelación del plan en un mercado de comercialización, la variable  $C_{PROG_{j,m}}$  tomará un valor negativo que será incluido en el costo de prestación del servicio a la totalidad de usuarios del mercado de comercialización y se calculará la porción que corresponda a los usuarios no regulados, incluyendo a los conectados directamente al STN.

Este valor será calculado y publicado por el LAC los primeros cinco (5) días de cada mes de la siguiente manera:

$$C_{PROG_{j,m}} = \frac{-ITD_j}{\sum_{m=-14}^{m-3} VSTN_{j,m} + VCP_j + VCI_j}$$

Donde:

$C_{PROG_{j,m}}$ : Cargo en \$/kWh por concepto del plan, del mercado de comercialización  $j$ , en el mes  $m$ .

$ITD_j$ : Ingreso total a devolver por el OR  $j$ , en pesos a la fecha de cálculo de acuerdo con lo establecido en el numeral 8.3.5.4.2.

$VSTN_{j,m}$ : Ventas a usuarios conectados directamente al STN asociados al mercado de comercialización  $j$  en el mes  $m$ , en kWh.

Corresponde a las lecturas tomadas directamente de los medidores de los usuarios conectados directamente al STN, sin referir al STN, tomadas de los registros del SIC. Cuando el medidor no se encuentre en el lado del STN, la medida se debe referir con los factores aprobados para el respectivo sistema.

Cuando para una frontera no se disponga de la información del mes respectivo se utilizará el promedio registrado para los últimos seis (6) meses de dicha frontera o la mejor información disponible en el LAC.

$VCP_j$ : Ventas en el mercado de comercialización servido por el OR  $j$ , durante doce (12) meses, en kWh, realizadas por los comercializadores diferentes al incumbente, calculado de la siguiente manera:

ES

AG

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

$$VCP_j = \sum_{m=-14}^{-3} \sum_{n=BT}^{AT} \sum_{i=1}^{Ip} vcp_{m,n,i}$$

Donde:

$vcp_{m,n,i}$  Energía registrada en el SIC para las fronteras comerciales de responsabilidad del comercializador  $i$  diferente al comercializador incumbente, durante el mes  $m$ , en el nivel 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 el promedio de los valores registrados para los últimos seis (6) meses o la mejor información disponible.

$Ip$ : Número total de comercializadores distintos al incumbente en el mercado de comercialización del OR  $j$ .

$VCl_j$  Ventas en el mercado de comercialización servido por el OR  $j$ , durante doce (12) meses, en kWh, realizadas por el comercializador incumbente, calculado de la siguiente manera:

$$VCl_j = \sum_{m=-14}^{-3} \sum_{n=BT}^{AT} (vciR_{m,n} + vciNR_{m,n})$$

Donde:

$vciR_{m,n}$  Ventas durante el mes  $m$ , en el nivel de tensión  $n$ , del comercializador incumbente, para usuarios regulados.

Corresponde al consumo de energía eléctrica en kWh que es facturado y reportado al SUI para el respectivo periodo. Cuando no se disponga de la información para un mes determinado, se utilizará el promedio registrado en el SUI para los últimos seis (6) meses o la mejor información disponible.

$vciNR_{m,n}$  Ventas durante el mes  $m$ , en el nivel de tensión  $n$ , del comercializador incumbente, para usuarios no regulados.

Corresponde a la energía registrada en el SIC para las fronteras comerciales de usuarios no regulados responsabilidad del comercializador incumbente, durante el mes  $m$ , en el nivel 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 el promedio de los valores registrados para los últimos seis (6) meses o la mejor información disponible.

#### 8.3.5.4.2 Cálculo de los ingresos a devolver por parte del OR

Los ingresos a devolver se calcularán de la siguiente manera:

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

$$ITD_j = \left[ \sum_{m=1}^t \sum_{i=1}^{It} LCPRG_{i,j,m} \right] * (1 + r)^{n/12}$$

Donde:

$ITD_j$ : Ingreso total a devolver por el OR  $j$ , en pesos colombianos a la fecha de cálculo.

$t$ : Total de meses de los periodos de incumplimiento del plan previos al de la suspensión del mismo más el periodo en el que el OR recibió remuneración del plan.

$It$ : Número total de comercializadores en el mercado de comercialización del OR  $j$  durante los periodos de incumplimiento del plan previos a la suspensión del mismo.

$LCPRG_{i,j,m}$ : Liquidación por concepto de  $CPRG_{j,m}$ , en el mercado de comercialización  $j$ , por las ventas en el mes  $m$ , que el OR  $j$  facturó al comercializador  $i$ , calculado según lo establecido en el numeral 8.3.5.4.3 de este capítulo.

$r$ : Corresponde a 1,5 veces el interés bancario corriente anual para la modalidad de crédito de consumo y ordinario, certificado por la Superintendencia Financiera, vigente en la fecha de cancelación del plan.

$n$ : Exponente que se calcula de la siguiente manera:

$$n = \frac{t}{2} + P_s + \frac{P_d}{2}$$

Donde:

$P_s$ : Número de meses entre la suspensión de la remuneración del plan y la cancelación del plan. Esta variable es igual a cero (0) cuando el OR cancele unilateralmente el plan.

$P_d$ : Número de meses durante los cuales el OR debe devolver los recursos recibidos. Esta variable es igual a doce (12).

#### 8.3.5.4.3 Liquidación y recaudo

En caso de devolución de ingresos a los usuarios finales durante la etapa descrita en el numeral 8.3.5.4.2 del presente capítulo, los valores  $CPRG$  negativos serán directamente descontados de la facturación de cargos por uso. Para el caso de devolución a los usuarios no regulados, el LAC deberá descontar los dineros a devolver de la siguiente liquidación de ingresos del OR y asignarle esos recursos al comercializador que corresponda para que este, a su vez, reintegre los valores al usuario específico.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

Mensualmente el LAC determinará el valor que cada comercializador debe descontar al OR del pago de los cargos de distribución que le corresponda, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$LCPROG_{i,j,m} = CPROG_{j,m} * VC_{i,j,m}$$

Donde:

$LCPROG_{i,j,m}$ : Liquidación por concepto de CPROG, en el mercado de comercialización  $j$ , por las ventas en el mes  $m$ , que facturará el OR  $j$  al comercializador  $i$ .

$CPROG_{j,m}$ : Cargo en \$/kWh por concepto del plan, del mercado de comercialización  $j$ , en el mes  $m$ .

$VC_{i,j,m}$ : Ventas de energía del comercializador  $i$ , en el mercado de comercialización  $j$ , durante el mes  $m$ , considerando las ventas a usuarios conectados directamente al STN que hacen parte del mercado de comercialización  $j$ .

La determinación de las ventas a usuarios no regulados y para el caso en que un comercializador  $i$  diferente al integrado al OR haya registrado una frontera comercial para la atención de un solo usuario regulado, se hará a través del consumo registrado en el SIC para la frontera específica.

La determinación de las ventas a usuarios regulados atendidos por el comercializador incumbente se hará a través del consumo de energía eléctrica en kWh que es facturado y reportado para el respectivo periodo al SUI.

En las fronteras comerciales que agrupen usuarios regulados atendidos por un comercializador  $i$  diferente al incumbente, este valor corresponde a la medida registrada en la frontera comercial  $f$  de dicho comercializador multiplicada por el factor  $(1 - Psf)$ . La variable  $Psf$  es igual a 0,019. En caso que el comercializador y el OR acuerden otro valor de  $Psf$ , deberá ser informado al LAC para que sea utilizado en la liquidación.

La facturación y recaudo a los agentes comercializadores le corresponderá a los OR, utilizando la liquidación elaborada por el LAC.

### 8.3.6 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 en el nivel de tensión 1 definidas en este numeral.

Para la presentación del plan de pérdidas del nivel de tensión 1, los OR deben calcular las variables  $IPT_{j,0}$  y  $PE_{j,1}$  conforme a lo señalado en este numeral. La variable  $s = 0$  corresponde al mes en el cual el OR presenta el plan a la Comisión.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

Para determinar las pérdidas de energía se deberá emplear la información de las fronteras comerciales registradas en el ASIC y la reportada al SUI.

### 8.3.6.1 Pérdidas totales de energía

Las pérdidas totales de energía en el mercado de comercialización servido por el OR  $j$  para el periodo de evaluación  $s$  son:

$$PT_{j,s} = \sum_{n=BT}^{AT} \sum_{m=3}^{m-14} (Ee_{j,n,m} - FeNS_{j,n,m}) - \sum_{n=BT}^{AT} \sum_{m=3}^{m-14} ES_{j,n,m}$$

El índice de pérdidas totales de energía en el mercado de comercialización servido por el OR  $j$  para el periodo de evaluación  $s$  es:

$$IPT_{j,s} = \frac{PT_{j,s}}{\sum_{n=1}^4 \sum_{m=3}^{m-14} (Ee_{j,n,m} - FeNS_{j,n,m}) - \sum_{n=1}^4 \sum_{m=3}^{m-14} FsOR_{j,n,m}}$$

Donde:

- $PT_{j,s}$  Pérdidas totales de energía en el mercado de comercialización servido por el OR  $j$ , para el periodo de evaluación  $s$ , expresadas en kWh.
- $IPT_{j,s}$  Índice de pérdidas totales de energía en el mercado de comercialización servido por el OR  $j$ , para el periodo de evaluación  $s$ . Al inicio del plan, el valor de  $s$  igual a cero,  $s = 0$ , corresponde al mes de presentación del plan a la CREG.
- $Ee_{j,n,m}$  Energía de entrada al sistema del OR  $j$  en el nivel de tensión  $n$  durante el mes  $m$ , expresada en kWh, calculada como se establece en el numeral 8.3.7.1
- $ES_{j,n,m}$  Energía de salida del sistema del OR  $j$  en el nivel de tensión  $n$  durante el mes  $m$ , expresada en kWh, calculada como se establece en el numeral 8.3.7.2
- $FeNS_{j,n,m}$  Flujo de energía desde niveles de tensión superiores en el sistema del OR  $j$ , al nivel de tensión  $n$ , durante el mes  $m$ , expresado en kWh, calculado como se establece en el numeral 8.3.7.3
- $FsOR_{j,n,m}$  Flujo de energía de salida desde el sistema del OR  $j$  en el nivel de tensión  $n$ , a otros STR y/o SDL, durante el mes  $m$ , expresado en kWh. Corresponde a la suma de las energías medidas en las fronteras comerciales entre OR, sin referir al STN, registradas en el ASIC
- $n$  Corresponde al nivel de tensión para el cual se determina la energía. Toma los valores de 1, 2, 3 ó 4.

Quando en un mercado de comercialización la energía vendida a usuarios en nivel de tensión 4 sea igual o superior al 30 % de las ventas totales en dicho

AS

GF

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

mercado sin incluir las ventas 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 se debe descontar las ventas de energía del nivel de tensión 4 afectadas por las pérdidas reconocidas.

### 8.3.6.2 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 los niveles de tensión superiores.

Las pérdidas de energía en nivel de tensión 1 del OR  $j$  son:

$$PE_{j,1,s} = \sum_{m=-3}^{-14} (Ee_{j,1,m} - Es_{j,1,m})$$

El índice de pérdidas de energía en nivel de tensión 1 del OR  $j$  es:

$$PC_{j,1,s} = \frac{PE_{j,1,s}}{\sum_{m=-3}^{-14} Ee_{j,1,m}}$$

Donde:

$PE_{j,1,s}$  Pérdidas de energía en nivel de tensión 1 del OR  $j$ , durante el período de evaluación  $s$ , expresadas en kWh.

$Ee_{j,1,m}$  Energía de entrada en nivel de tensión 1 del OR  $j$  durante el mes  $m$ , expresada en kWh, calculada como se establece en el numeral 8.3.7.1

$Es_{j,1,m}$  Energía de salida de nivel de tensión 1 del OR  $j$ , durante el mes  $m$ , expresada en kWh, calculada como se establece en el numeral 8.3.7.2

$PC_{j,1,s}$  Índice de pérdidas de energía en nivel de tensión 1 del OR  $j$  calculado para el período de evaluación  $s$ . Al inicio del plan, el valor de  $s$  igual a cero,  $s = 0$ , corresponde al mes de presentación del plan a la CREG.

### 8.3.7 Cálculo de flujos de energía

#### 8.3.7.1 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 sigue:

$$Ee_{j,n,m} = EeG_{j,n,m} + FeSTN_{j,n,m} + FeOR_{j,n,m} + FeNS_{j,n,m}$$

Donde:

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

ES

ES

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

$EeG_{j,n,m}$  Energía entregada por los generadores, incluyendo plantas menores y cogeneradores conectados directamente al sistema del OR  $j$ , en el nivel de tensión  $n$ , durante el mes  $m$ , expresada en kWh. Corresponde a la suma de las energías medidas en las fronteras comerciales, sin referir al STN, registrada en el SIC para estos agentes.

$FeSTN_{j,n,m}$  Flujo de energía del STN al sistema del OR  $j$  en el nivel de tensión  $n$ , durante el mes  $m$ , expresado en kWh. Corresponde a la suma de las energías medidas en las fronteras comerciales, sin referir al STN, registradas en el SIC para los puntos de conexión del OR  $j$  al STN.

Para los puntos de conexión en los cuales exista un transformador tridevanado y en el caso que no exista medida en cada uno de los devanados, el OR deberá reportar mensualmente al ASIC los valores de energía de entrada al transformador y los de energía de salida por cada uno de los devanados para que el ASIC 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 el nivel de tensión  $n$ , durante el mes  $m$ , expresado en kWh. Corresponde a la suma de las energías medidas en cada frontera comercial entre OR, sin referir al STN, registrada en el SIC.

$FeNS_{j,n,m}$  Flujo de energía desde niveles de tensión superiores en el sistema del OR  $j$ , al nivel de tensión  $n$ , durante el mes  $m$ , expresada en kWh. Calculada como se establece en el numeral 8.3.7.3.

$n$  Corresponde al nivel de tensión para el cual se determina la energía de entrada. Toma los valores de 1, 2, 3 ó 4.

### 8.3.7.2 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  $n$ , durante el mes  $m$ , expresada en kWh.

$EsVFC_{j,n,m}$  Ventas de energía en las fronteras comerciales del nivel de tensión  $n$ , del mercado de comercialización servido por el OR  $j$ , para el mes  $m$ . Corresponde a la suma de las medidas en las fronteras comerciales registradas en el SIC para el mercado de comercialización servido por el OR  $j$ , sin referir al STN, para la venta de energía a usuarios no regulados de todos los comercializadores del mercado y de las de usuarios regulados de los comercializadores distintos al incumbente. Incluye la energía entregada a los auxiliares de las subestaciones.

11

46

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

$EsVSFC_{j,n,m}$  Ventas de energía en el sistema del OR  $j$ , en el nivel de tensión  $n$ , durante el mes  $m$ . Corresponde a las ventas de energía eléctrica, en kWh, de usuarios regulados del comercializador incumbente, que es facturado y reportado al SUI. Este valor incluye 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 conexión del OR  $j$  al STN, durante el mes  $m$ , expresada en kWh. Corresponde a la suma de las energías medidas en las fronteras comerciales, sin referir al STN, registradas en el SIC para los puntos de conexión del OR  $j$  al STN.

$FsOR_{j,n,m}$  Flujo de energía de salida desde el sistema del OR  $j$  en el nivel de tensión  $n$ , a otros STR y/o SDL, durante el mes  $m$ , expresada en kWh. Corresponde a la suma de las energías medidas en las fronteras comerciales entre OR, sin referir al STN, registradas en el SIC.

$n$  Corresponde al nivel de tensión para el cual se determina la energía de salida. Toma los valores de 1, 2, 3 ó 4.

En el cálculo de la variable  $Es_{j,n,m}$  no se debe tener en cuenta la energía recuperada.

### 8.3.7.3 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 en el sistema del OR  $j$ , corresponde a:

$$FeNS_{j,n,m} = \sum_{k=n+1}^4 ((Ee_{j,k,m} - Es_{j,k,m} - PR_{j,k,m}) * FDF_{j,k \rightarrow n,m})$$

Donde:

$FeNS_{j,n,m}$  Energía de entrada desde niveles de tensión superiores al nivel de tensión  $n$ , en el sistema del OR  $j$ , durante el mes  $m$ , expresada en kWh. Para el 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  $j$ , durante el mes  $m$ , expresada en kWh.

$Es_{j,k,m}$  Energía de salida del sistema del OR  $j$ , en el nivel de tensión superior  $k$ , durante el mes  $m$ , expresada en kWh.

$PR_{j,k,m}$  Pérdidas de energía reconocidas en el nivel de tensión superior  $k$ , en el sistema del OR  $j$ , durante el mes  $m$ , expresadas en kWh.

$FDF_{j,k \rightarrow n,m}$  Factor de distribución del flujo de energía en el sistema del OR  $j$ , desde el nivel de tensión superior  $k$  hacia el nivel de tensión  $n$ , durante el mes  $m$ .

*AF*

*GA*

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

---

Mientras el OR implemente la medida entre niveles de tensión, se utilizará el factor tenido en cuenta en la resolución de aprobación de costos de cada OR. A más tardar a partir del decimotercer mes de inicio del plan este factor deberá ser informado por el OR al LAC con base en las medidas entre niveles efectuadas. Cuando el OR no envíe la información correspondiente, el LAC utilizará la mejor información disponible.

- n* Corresponde al nivel de tensión para el cual se determina energía de entrada. Toma los valores de 1, 2, 3 o 4.
- k* Corresponde al nivel de tensión superior. Toma los valores de 2, 3 o 4.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

### **CAPITULO 9. CONFORMACIÓN DE STR**

Se conforman dos (2) STR con los activos del nivel de tensión 4 de los OR enumerados en cada uno de ellos.

#### **9.1.1 STR norte**

1. Electrificadora del Caribe S. A. E.S.P.

#### **9.1.2 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 Cundinamarca S. A. E.S.P.
16. Empresa de Energía de Pereira S. A. E.S.P.
17. Empresa de Energía del Bajo Putumayo S. A. E.S.P.
18. Empresa de Energía del Casanare S. A. E.S.P.
19. Empresa de Energía del Pacífico S. A. E.S.P.
20. Empresa de Energía del Putumayo S. A. E.S.P.
21. Empresa de Energía del Quindío S. A. E.S.P.
22. Empresa de Energía del Valle del Sibundoy S. A. E.S.P.
23. Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare S. A. E.S.P.
24. Empresas Municipales de Cali EICE E.S.P.
25. Empresas Municipales de Cartago S. A. E.S.P.
26. Empresas Municipales de Energía Eléctrica S. A. E.S.P.
27. Empresas Públicas de Medellín S. A. E.S.P.
28. Ruitoque S. A. E.S.P.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

## **CAPITULO 10. CARGOS HORARIOS**

La determinación de los cargos horarios se realiza de la siguiente manera:

### **10.1 CURVAS DE CARGA TÍPICAS POR NIVEL DE TENSIÓN.**

Las curvas de carga deben reflejar el uso real que los usuarios hacen de los sistemas eléctricos en cada nivel de tensión.

Para obtener las curvas de carga típicas por nivel de tensión, los OR deben determinar el uso que los usuarios hacen de los sistemas eléctricos en cada uno de los niveles de tensión.

Para el nivel de tensión 1, las curvas pueden realizarse por muestreo de carga en los transformadores de distribución. El método utilizado para elaborar este tipo de curvas es decisión de cada empresa, el cual debe ser sustentado en documento aparte.

### **10.2 PERIODOS DE CARGA MÁXIMA, MEDIA Y MÍNIMA**

Determinar los períodos de carga máxima, media y mínima en función de la curva de carga típica que fue estimada para cada nivel de tensión.

Un criterio para determinar estos períodos de carga se basa en el porcentaje de carga que se presenta en el sistema en una hora particular, referida a la carga máxima de la curva de carga. Los porcentajes recomendados para establecer estos períodos son los siguientes:

- a. Período de carga máxima: horas en las cuales el porcentaje de carga es mayor al 85 % de la potencia máxima.
- b. Período de carga media: horas en las cuales el porcentaje de carga es mayor al 48 % y menor o igual al 85 % de la potencia máxima.
- c. Período de carga mínima: 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.

Una curva de carga plana, por ejemplo, no debe tener diferenciación de cargo por hora, porque claramente el uso que hace un usuario del sistema durante cualquier hora del día no causa un esfuerzo adicional al mismo.

### **10.3 CÁLCULO DE CARGOS HORARIOS.**

A partir del costo para cada OR en un mes y nivel de tensión determinados, el LAC calcula el cargo monomio por nivel de tensión y posteriormente los cargos monomios horarios, de acuerdo con la información entregada por el OR.

Los cargos para un nivel de tensión particular se calculan a partir del cargo acumulado, calculado para ese nivel de tensión, con las siguientes consideraciones:

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

- a. Para la condición inicial, los costos que recupera la empresa utilizando los cargos monomios horarios son iguales a los que recupera con el cargo monomio.
- b. Por definición de la Comisión, los cargos monomios horarios son proporcionales a la potencia promedio de cada período de carga.

Sean  $H_x$ ,  $H_d$ , y  $H_m$  el número de horas asociadas con cada uno de los períodos horarios, determinados por los OR, de acuerdo con el punto 2 del procedimiento establecido.

Sean  $P_x$ ,  $P_d$  y  $P_m$  la potencia resultante de promediar las potencias ( $P_i$ ) asociadas con las horas asignadas a cada uno de los períodos de carga.

Sea  $D_n$  el cargo monomio, en \$ /kWh, acumulado para un nivel de tensión.

Se requieren calcular los cargos monomios horarios  $D_x$ ,  $D_d$  y  $D_m$ :

Considerando que la magnitud de la energía de la hora  $i$ -ésima es igual a la magnitud de la potencia de la hora  $i$ -ésima ( $P_i$ ) por tratarse de potencias promedios referidas a períodos de una hora, la primera condición establece que:

$$H_x * P_x * D_x + H_d * P_d * D_d + H_m * P_m * D_m = D_n * \sum_{i=1}^{24} P_i$$

La segunda condición, definida por la Comisión, establece que los cargos monomios horarios son proporcionales a la potencia promedio resultante, de acuerdo con las horas asignadas a cada período de carga, lo cual quiere decir que:

$$\frac{D_x}{D_m} = \frac{P_x}{P_m}$$

$$\frac{D_x}{D_d} = \frac{P_d}{P_d}$$

Los cargos monomios horarios  $D_x$ ,  $D_d$  y  $D_m$  se obtienen resolviendo el sistema de tres ecuaciones con tres incógnitas planteado en las ecuaciones anteriores.

GB

GB

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

### CAPITULO 11. CARGOS POR RESPALDO DE LA RED

Los cargos por respaldo de la red son producto de acuerdo entre las partes y su costo es directamente proporcional a la capacidad que se requiere de respaldo y al cargo por uso del nivel de tensión donde se encuentre la conexión a ser respaldada, según la siguiente expresión:

$$CRESP_{u,n} = (T_{m-1} + D_{n,m-1}) * Período * Consumo_u$$

Donde:

$CRESP_{u,n}$ : Costo de respaldo de red del usuario  $u$ , en COP, a ser descontado del ingreso anual en el nivel de tensión  $n$ .

$T_{m-1}$ : Costo por uso del STN, en \$/kWh, vigente para el mes  $m-1$  determinado conforme a la metodología vigente, considerando que el mes  $m$  es aquel en el que se firma el contrato de respaldo.

$D_{n,m-1}$ : Costo por uso de sistemas de distribución, en \$/kWh, correspondiente al nivel de tensión  $n$  para el mes  $m-1$ , considerando que el mes  $m$  es aquel en el que se firma el contrato de respaldo.

*Período*: Tiempo durante el cual se requiere el respaldo de red. El período mínimo es de un año calendario. El primer período de respaldo será igual al período restante del año en que se realice el contrato más el período anual completo del siguiente año.

$Consumo_u$ : Es el consumo estimado que se efectuaría en caso de que el usuario se conectara y consumiera energía todo el período a la red. Se debe calcular en kWh - período, en función de la capacidad requerida de respaldo y debe acompañarse de una curva de carga representativa.

Los contratos que se suscriban deben tener en cuenta las siguientes consideraciones mínimas:

- a. Se debe determinar la capacidad a ser contratada como respaldo de red y debe ser dispuesta en términos de energía, con su correspondiente curva de carga.
- b. En el caso de que se acuerde un respaldo horario y se requiera respaldo en horas distintas a las contratadas, el OR no será responsable por el suministro de energía y, en caso de requerirse, deberá priorizar el suministro a los demás usuarios.
- c. Los cargos por uso para el cálculo del valor del respaldo anual son los del STN y los del STR o SDL del nivel de tensión donde se encuentre conectado el usuario que requiere respaldo, del mes inmediatamente anterior al de suscripción del contrato.

*Handwritten signature*

*Handwritten signature*

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

- d. Cuando el usuario que haya contratado un servicio de respaldo de red haga uso de él en el periodo sujeto de contrato, no pagará cargos por el uso del STN ni del STR y/o SDL por la energía transportada hasta el límite contratado en la vigencia respectiva.
- e. El OR podrá instalar equipos para el control del respaldo otorgado.

 /



Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

### CAPITULO 12. COSTOS ASOCIADOS CON MUNT

Los costos asociados con la migración de usuarios a niveles de tensión superiores se determinan según la siguiente expresión:

$$CMUNT_{u,ni} = \sum_{p=1}^P \frac{(D_{nS,m} - D_{ni,m}) * Consumo_u}{(1+r)^p}$$

Donde:

$CMUNT_{u,ni}$ : Costo asociado con el cambio de nivel de tensión de la conexión del usuario  $u$ , en COP, a ser descontado del ingreso anual en el nivel de tensión  $ni$ .

$D_{nS,m}$ : Costo por uso de sistemas de distribución, en \$/kWh, correspondiente al nivel de tensión  $n$ , al cual se solicita la migración, del mes  $m$  en el que se realiza la solicitud de migración.

$D_{ni,m}$ : Costo por uso de sistemas de distribución, en \$/kWh, correspondiente al nivel de tensión  $n$ , donde está conectado originalmente el usuario, para el mes  $m$ .

$Consumo_u$ : Consumo anual promedio, en kWh, del usuario que solicita la migración.

$r$ : Tasa de remuneración de la actividad de distribución.

$P$ : Número de años resultantes de la diferencia entre 5 y los años completos en los que se han aplicado los cargos aprobados con base en la presente resolución.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

### **CAPITULO 13. COSTOS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA REACTIVA**

El costo del transporte de energía reactiva se efectuará con base en la siguiente expresión:

$$CTER_{u,n,m,j} = ER_{u,m,j} * M * D_{n,m}$$

Donde:

$CTER_{u,n,m,j}$ : Costo de transporte de energía reactiva en exceso sobre el límite asignado al usuario  $u$ , en pesos, del nivel de tensión  $n$ , en el mes  $m$ , del sistema operado por el OR  $j$ .

$ER_{u,m,j}$ : Cantidad de energía reactiva transportada en exceso sobre el límite asignado al usuario  $u$ , en el mes  $m$ , en el sistema del OR  $j$ , en kVAr.

$D_{n,m}$ : Costo por uso de sistemas de distribución para el transporte de energía reactiva, en \$ /kVAr, correspondiente al nivel de tensión  $n$  para el mes  $m-1$ , igual en magnitud al costo por el uso del sistema de distribución.

$M$ : Variable asociada con el periodo mensual en el que se presenta el transporte de energía reactiva sobre el límite establecido, variando entre 4 y 12.

Cuando el transporte de energía reactiva en exceso sobre el límite se presente durante cualquier periodo horario en diez (10) días o menos en un mismo mes calendario, la variable  $M$  será igual a 4.

Cuando el transporte de energía reactiva en exceso sobre el límite se presente durante cualquier periodo horario en más de diez (10) días en un mismo mes calendario, la variable  $M$  será igual a 4 durante los primeros 6 meses en los que se presente esta condición y, a partir del séptimo mes de transporte de energía reactiva con la misma condición, esta variable se incrementará mensualmente en una unidad hasta alcanzar el valor de 12.

El pago del costo de transporte de energía reactiva se deberá efectuar cuando un OR o un usuario final se encuentre incurso en alguna de las siguientes condiciones:

- a. Cuando la energía reactiva (kVArh) inductiva consumida por un OR sea mayor al cincuenta por ciento (50 %) de la energía activa (kWh) que le es entregada en cada periodo horario. En este caso, para calcular el exceso de transporte de energía reactiva se deberá sumar la energía reactiva horaria de los puntos de frontera de su sistema, entendiéndose como punto frontera los puntos de conexión con otros sistemas (STN, OR) en un mismo nivel de tensión. El balance se calculará con base en las sumas aritméticas, considerando la dirección, de los flujos de energía activa y reactiva a través de dichos puntos de frontera. El pago se distribuirá entre los OR que

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

transportan dicha energía reactiva a prorrata de la cantidad de kVAR transportados.

- b. Cuando un usuario final registre en su frontera comercial un consumo de energía reactiva inductiva superior al cincuenta por ciento (50 %) de la energía activa (kWh) que le es entregada en cada periodo horario. En caso que la energía activa sea igual a cero (0) en algún periodo y exista transporte de energía reactiva inductiva, el costo del transporte de energía reactiva se efectuará sobre la totalidad de energía reactiva registrada en dicho período.
- c. Cuando un usuario registre en su frontera comercial transporte de energía reactiva capacitiva, se cobrará el costo de transporte de energía reactiva sobre la totalidad de energía reactiva registrada.

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten signature]*

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

#### **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 niveles de tensión 4, 3 y 2 a realizar durante el periodo tarifario, las áreas típicas asociadas a las UC de subestaciones y el listado de elementos y costos para la valoración de las nuevas inversiones de nivel de tensión 1.

##### **14.1 UC DE NIVELES DE TENSIÓN 4, 3 Y 2.**

Las UC establecidas por la Comisión contienen los equipos y accesorios necesarios para la prestación del servicio con los niveles de calidad exigidos por la CREG, cumpliendo con la normatividad vigente en materia de seguridad.

Para la clasificación de los activos en las UC se tendrá en cuenta lo siguiente:

##### **14.1.1 UC asociadas a subestaciones**

- a. Se considerarán como activos de conexión al STN las siguientes UC: la bahía de transformador con tensión mayor o igual a 220 kV, el transformador con una tensión primaria mayor o igual a 220 kV y secundaria cualquier tensión inferior a 220 kV y la bahía de transformador del lado de baja.
- b. Pertenecen a nivel de tensión 4 todas las UC que sirven en forma exclusiva este nivel de tensión, tales como: bahías de líneas, líneas con tensiones de operación que pertenecen a este nivel de tensión, módulos comunes de subestación, los módulos de barraje, módulos de compensación y las bahías de conexión correspondientes, bahías de maniobra, los transformadores con tensión primaria y secundaria en éste nivel de tensión y los activos de conexión al STN.
- c. Para las UC de transformadores de potencia se define un componente de costo fijo de instalación y un componente de costo variable por MVA para cada tipo de transformador y nivel de tensión. El OR debe reportar para cada nivel de tensión el tipo de transformador con su capacidad asociada en MVA.
- d. Se definen UC de equipos en niveles de tensión 4, 3 y 2, que corresponden a elementos no incluidos en las UC de subestaciones del respectivo nivel de tensión y que el OR puede reportar en forma separada, en caso de contar con estos equipos en su sistema.
- e. Las bahías de conexión de equipos de compensación se asimilan a las UC de bahía de línea para la respectiva configuración y nivel de tensión.
- f. El módulo común es el conjunto de equipos y obras comunes que sirven a toda una subestación y está compuesto por servicios auxiliares, malla de puesta a tierra y obras civiles de la subestación no asociadas a una UC en particular.
- g. Los elementos de protección de barras, sistemas de control y comunicaciones se reconocen como UC de equipos.
- h. El edificio de control se reconoce como una UC denominada casa de control.



Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

- i. La UC de módulo común se define en función del número de bahías existentes en la subestación. La cantidad de celdas no se considera para efectos de definir el tipo de módulo común de la subestación.
- j. Se debe reportar solamente una UC de módulo común por subestación y debe corresponder al nivel de tensión más alto de la subestación a excepción de las subestaciones de conexión en cuyo caso el módulo común estará referenciado a la tensión del secundario del transformador de conexión.
- k. En subestaciones de nivel de tensión 4, se definen dos grupos de UC de módulos comunes dependiendo de si se trata de subestaciones convencionales o encapsuladas 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.
- l. En subestaciones de nivel de tensión 4, las UC de módulo de barraje se asocian con el número de bahías de este nivel de tensión existentes en la subestación así: módulo de barraje tipo 1 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 de nivel de tensión 3, se definen 4 UC de módulo común: módulo común tipo 1 para S/E de 1 a 2 bahías, módulo común tipo 2 para S/E de 3 a 4 bahías, módulo común tipo 3 para S/E con más de 4 bahías y módulo común tipo 4 para S/E con celdas en el lado de alta y que no tienen bahías.
- n. En subestaciones de nivel de tensión 3, las UC de módulo de barraje se asocian al número de bahías de este nivel de tensión existentes en la subestación así: módulo de barraje tipo 1 para S/E de 1 a 2 bahías; módulo de barraje tipo 2 para S/E de 3 a 4 bahías; módulo de barraje tipo 3 para S/E con más de 4 bahías.
- o. En subestaciones de nivel de tensión 2, las UC de módulo de barraje se asocian al número de bahías o módulos de este nivel de tensión existentes en la subestación así: módulo de barraje tipo 1 para S/E de 1 a 2 bahías; módulo de barraje tipo 2 para S/E de 3 a 4 bahías; módulo de barraje Tipo 3 para S/E con más de 4 bahías.
- p. El costo de la casa de control de la subestación se define en función del área resultante de la cantidad de bahías y celdas existentes en la subestación más las áreas generales de acuerdo con las áreas reconocidas conforme a 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, ( $n = 3$  o  $4$ ).

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

$AG_{n,s}$ :	Área general de la subestación $s$ con nivel de tensión $n$ en el lado de alta, ( $n = 3$ o $4$ )
$ABh$ :	Área reconocida para cualquier bahía de transformador o de línea de nivel de tensión 3, 4 o conexión al STN o para cualquier transformador de potencia de la subestación.
$Bh_{n,s}$ :	Número de bahías de transformador y de línea de los niveles de tensión 3, 4 y conexión al STN y transformadores de potencia existentes en la subestación $s$
$ACe$ :	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, ( $n = 3, 4$ o $5$ - Conexión al STN). Incluyendo la celdas de respaldo reconocidas.
$CC$ :	Costo por metro cuadrado del edificio de control de la subestación igual a \$ 2.300.000/m <sup>2</sup> (\$ de diciembre de la fecha de corte)

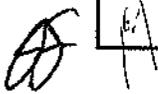
- q. El OR deberá reportar el área obtenida de la aplicación de la anterior fórmula para cada subestación que cuente con casa de control.
- r. Las bahías de transformación, distintas a las asociadas con los transformadores de conexión al STN, se asocian con el nivel de tensión del secundario del transformador.
- s. El costo de los transformadores tridevanados y sus bahías asociadas, se repartirá de la siguiente manera en los Niveles de Tensión:

$$C_L = CTRF * \frac{P_L}{(P_L + P_T)} + CB * \frac{P_L}{(P_L + P_T)}$$

$$C_T = CTRF * \frac{P_T}{(P_L + P_T)} + CB * \frac{P_T}{(P_L + P_T)}$$

Donde:

$C_L$ :	Costo del transformador tridevanado y de sus bahías de transformación, asignable al Nivel de Tensión $L$ (secundario).
$C_T$ :	Costo del transformador tridevanado y de sus bahías de transformación, asignable al Nivel de Tensión $T$ (terciario).
$CTRF$ :	Costo del transformador tridevanado
$P_L$ :	Potencia nominal del devanado secundario (Nivel de Tensión $L$ )
$P_T$ :	Potencia nominal del devanado terciario





Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

**CB:** Costo de la Bahía de Transformación del lado de alta tensión del transformador tridevanado.

- t. En consideración a los estándares de calidad del servicio que debe cumplir el OR, se permite remunerar una celda de reserva existente por cada 6 celdas que estén en operación en las subestaciones donde se solicite el reconocimiento de dichos activos.
- u. Cuando se encuentre que la asimilación de activos a UC efectuadas por los OR no se ajusta a los elementos y cantidades establecidas para la UC, porque los elementos existentes representan menos del 70 % del valor de la UC asimilada, la Comisión podrá valorar de manera independiente estos elementos.

#### **14.1.2 UC asociadas a líneas**

- a. Para las líneas subterráneas de nivel de tensión 4 la UC incluye el conductor más las canalizaciones.
- b. Para líneas subterráneas de niveles de tensión 3 y 2 el OR debe reportar solamente una UC de canalización y por separado las respectivas UC de conductores de cada nivel de tensión.
- c. Se definen UC de equipos en los niveles de 4, 3 y 2, que corresponden a elementos no incluidos en las UC de líneas del respectivo nivel de tensión y que el OR puede reportar en forma separada, en caso de contar con estos equipos en su sistema.
- d. En el caso de líneas de niveles de tensión 3 y 2 sobrepuestas, se reconocerá el 100 % de la UC del nivel de tensión superior y el 60 % de la UC del nivel de tensión inferior. En el caso de líneas sobrepuestas del mismo nivel de tensión se reconoce el 100 % de la UC de mayores especificaciones y el 60 % de la UC con menores especificaciones.
- e. Para las UC de líneas aéreas de nivel de tensión 4 se definen los siguientes tipos de conductores: conductor D-N4-1, para conductores en aluminio con calibres menores o iguales al 336 kcmil, conductor D-N4-2, para conductores en aluminio con calibres mayores que el 336 kcmil y menores o iguales que el 477 kcmil; conductor D-N4-3, para conductores en aluminio con calibres mayores que el 477 kcmil y menores o iguales que el 605 kcmil y conductor D-N4-4 para conductores en aluminio con calibres mayores que el 605 kcmil y menores o iguales a 795 kcmil.
- f. Para las UC de líneas compactas de nivel de tensión 4 se definen los siguientes tipos de conductores: conductor D-N4-5 para cable de red compacta XLPE 800 mm<sup>2</sup>, conductor D-N4-6 para cable de red compacta XLPE 1000 mm<sup>2</sup> y conductor D-N4-7 para cable de red compacta XLPE 1200 mm<sup>2</sup>.
- g. Para las UC de líneas aéreas de nivel de tensión 3, se definen los siguientes tipos de conductores: desnudos: conductor D-N3-1, para conductores en aluminio con calibres menores o iguales al No. 2/0 AWG; conductor D-N3-2, para conductores en aluminio con calibres mayores que el No. 2/0 AWG y

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

menores o iguales que el 266 AWG y conductor D-N3-3 para conductores en aluminio con calibres mayores que el 266 AWG.

- h. Para las UC de líneas aéreas de nivel de tensión 3, se definen los siguientes tipos de conductores semiaislados: conductor SA-N3-1, para conductor tipo 1 esto es 3 conductores 1/0 AACC aislado para fase y un conductor 1/0 ACSR/AW-AWAC para neutro y conductor SA-N3-2, para conductor tipo 2 esto es tres conductores 266.8 AAAC aislados y un conductor 1/0 ACSR/AW-AWAC para neutro.
- i. Para las UC de líneas aéreas de nivel de tensión 2, se definen los siguientes tipos de conductores desnudos: conductor D-N2-1, para conductores desnudos en aluminio con calibres menores o iguales al No. 2 AWG; conductor D-N2-2 para conductores desnudos en aluminio con calibres No. 1/0 AWG y No. 2/0 AWG, conductor D-N2-3 para conductores desnudos en aluminio con calibres mayores que el No. 2/0 AWG; conductor D-N2-4 para conductores desnudos en cobre con calibres menores o iguales al No. 2 AWG y conductor D-N2-5 para conductores desnudos en cobre con calibres mayores al No. 2 AWG.
- j. Para las UC de líneas aéreas de nivel de tensión 2, se definen los siguientes tipos de conductores semiaislados: conductor SA-N2-1, para conductores con calibres menores o iguales al No. 2 AWG, conductor SA-N2-2 para conductores de calibres No. 1/0 y No. 2/0 AWG y conductor SA-N2-3 para conductores con calibres mayores que el No. 2/0 AWG.
- k. Los conductores de redes subterráneas aislados a 44 kV deben reportarse como UC de conductor de 35 kV y se les reconocerá un ajuste del 17 %. Para esto se debe reportar el nivel de aislamiento real.
- l. Para las líneas de niveles de tensión 4, 3 y 2 se deberán reportar los apoyos georreferenciados y seleccionar el tipo de conductor correspondiente de los tramos de la línea.
- m. El costo anual equivalente de las UC correspondientes a centros de control, se distribuirá en igual proporción entre los niveles de tensión 4, 3 y 2.
- n. Cuando se encuentre que la asimilación de activos a UC efectuadas por los OR no se ajusta a los elementos y cantidades establecidas para la UC, porque los elementos existentes representan menos del 70 % del valor de la UC asimilada, la Comisión podrá valorar de manera independiente estos elementos.
- o. Para el reconocimiento de los costos asociados a las servidumbres de líneas, se reconocerá el mayor valor entre el catastral del terreno afectado y aquel consignado en la respectiva escritura pública que haya estado precedida por un proceso judicial y/o administrativo de imposición de servidumbre y/o de reconocimiento del respectivo derecho.

En este listado se establecen los costos de referencia para cada UC, para las UC de transformadores y equipos de compensación se establece adicionalmente el costo unitario de instalación.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

Tabla 1 UC de módulos de transformador de conexión al STN y Otros

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [§ dic 2012]
N5S1	Bahía de Transformador Configuración DBB, 500 kV	641.144.000
N5S2	Bahía de Transformador, barra sencilla, 230 kV	385.202.000
N5S3	Bahía de Transformador, barra principal y transferencia, 230 kV	514.478.000
N5S4	Bahía de Transformador, doble barra, 230 kV	484.421.000
N5S5	Bahía de Transformador, doble barra más transferencia, 230 kV	620.271.000
N5S6	Bahía de Transformador, doble barra más seccionador de by pass, 230 kV	591.901.000
N5S7	Bahía de Transformador, interruptor y medio 230 kV	542.946.000
N5S8	Bahía de Transformador, anillo, 230 kV	473.103.000
N5S9	Bahía de Transformador, doble barra encapsulada, 230 kV	2.586.348.000

Tabla 2 UC de equipos de subestación de nivel de tensión 4

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [§ dic 2012]
N4S1	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo convencional	348.728.000
N4S2	Bahía de transformador - configuración barra sencilla - tipo convencional	282.790.000
N4S3	Bahía de línea - configuración barra doble - tipo convencional	410.051.000
N4S4	Bahía de transformador - configuración barra doble - tipo convencional	370.925.000
N4S5	Bahía de línea - configuración barra doble con by pass - tipo convencional	509.106.000
N4S6	Bahía de transformador - configuración barra doble con by pass - tipo convencional	502.887.000
N4S7	Bahía de línea - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional	441.960.000
N4S8	Bahía de transformador - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional	407.483.000
N4S9	Bahía de línea - configuración interruptor y medio - tipo convencional	422.805.000
N4S10	Bahía de transformador - configuración interruptor y medio - tipo convencional	416.696.000
N4S11	Bahía de línea - configuración en anillo - tipo convencional	402.893.000
N4S12	Bahía de transformador - configuración en anillo - tipo convencional	396.748.000
N4S13	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo encapsulada (sf6)	1.263.773.000
N4S14	Bahía de transformador - configuración barra sencilla - tipo encapsulada(sf6)	1.236.961.000
N4S15	Bahía de línea - configuración barra doble - tipo encapsulada (sf6)	1.264.754.000
N4S16	Bahía de transformador - configuración barra doble - tipo encapsulada(sf6)	1.237.942.000
N4S17	Bahía de línea - configuración barra doble con seccionador de transferencia - tipo convencional	512.114.000
N4S18	Bahía de transformador - barra doble con seccionador de transferencia - tipo convencional	505.327.000
N4S19	Corte central configuración interruptor y medio - tipo convencional	266.413.000
N4S20	Bahía de transferencia configuración barra principal y transferencia - tipo convencional	185.281.000
N4S21	Bahía de acople configuraciones con doble barra	313.386.000
N4S22	Bahía de seccionamiento configuraciones barra sencilla	184.989.000
N4S23	Bahía de seccionamiento configuraciones con doble barra	346.512.000
N4S24	Bahía de maniobra - (seccionamiento de barras sin interruptor) - tipo convencional	135.898.000
N4S25	Bahía de maniobra - tipo encapsulada (sf6)	1.054.072.000
N4S26	Módulo de barraje tipo 1 - configuración barra sencilla - tipo convencional	115.420.000
N4S27	Módulo de barraje tipo 2 - configuración barra sencilla - tipo convencional	156.778.000
N4S28	Módulo de barraje tipo 3 - configuración barra sencilla - tipo convencional	175.944.000
N4S29	Módulo de barraje tipo 4 - configuración barra sencilla - tipo convencional	210.269.000
N4S30	Módulo de barraje tipo 1 - configuración barra doble - tipo convencional	120.251.000
N4S31	Módulo de barraje tipo 2 - configuración barra doble - tipo convencional	170.042.000
N4S32	Módulo de barraje tipo 3 - configuración barra doble - tipo convencional	219.833.000
N4S33	Módulo de barraje tipo 4 - configuración barra doble - tipo convencional	269.624.000
N4S34	Módulo de barraje tipo 1 - configuración barra doble con by pass - tipo convencional	97.563.000
N4S35	Módulo de barraje tipo 2 - configuración barra doble con by pass - tipo convencional	147.354.000
N4S36	Módulo de barraje tipo 3 - configuración barra doble con by pass - tipo convencional	197.145.000
N4S37	Módulo de barraje tipo 4 - configuración barra doble con by pass - tipo convencional	246.936.000
N4S38	Módulo de barraje tipo 1 - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional	95.775.000
N4S39	Módulo de barraje tipo 2 - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional	143.503.000
N4S40	Módulo de barraje tipo 3 - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional	191.230.000
N4S41	Módulo de barraje tipo 4 - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional	238.957.000

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [\\$ dic 2012]
N4S42	Módulo de barraje tipo 2 - configuración interruptor y medio - tipo convencional	216.866.000
N4S43	Módulo de barraje tipo 3 - configuración interruptor y medio - tipo convencional	317.532.000
N4S44	Módulo de barraje tipo 4 - configuración interruptor y medio - tipo convencional	392.637.000
N4S45	Módulo de barraje tipo 1 - barra doble con seccionador de transferencia - tipo convencional	60.403.000
N4S46	Módulo de barraje tipo 2 - barra doble con seccionador de transferencia - tipo convencional	84.880.000
N4S47	Módulo de barraje tipo 3 - barra doble con seccionador de transferencia - tipo convencional	100.753.000
N4S48	Módulo de barraje tipo 4 - barra doble con seccionador de transferencia - tipo convencional	125.230.000
N4S49	Módulo común tipo 1 (1 a 4 bahías) - tipo convencional - cualquier configuración	382.420.000
N4S50	Módulo común tipo 2 (5 a 8 bahías) - tipo convencional - cualquier configuración	630.736.000
N4S51	Módulo común tipo 3 (9 a 12 bahías) - tipo convencional - cualquier configuración	1.017.471.000
N4S52	Módulo común tipo 4 (más de 12 bahías) - tipo convencional - cualquier configuración	1.082.310.000
N4S53	Módulo común tipo 1 (1 a 4 bahías) - tipo encapsulada - cualquier configuración	144.764.000
N4S54	Módulo común tipo 2 (5 a 8 bahías) - tipo encapsulada - cualquier configuración	181.434.000
N4S55	Módulo común tipo 3 (9 a 12 bahías) - tipo encapsulada - cualquier configuración	227.890.000
N4S56	Módulo común tipo 4 (más de 12 bahías) - tipo encapsulada - cualquier configuración	315.854.000
N4S57	Bahía de compensación paralela en línea fija - cualquier configuración - tipo convencional	302.444.000
N4S58	Bahía de compensación paralela en línea maniobrable - cualquier configuración - convencional	388.215.000
N4S59	Campo móvil encapsulado nivel 4	2.061.529.000
N4S60	Casa de control nivel de tensión 4 (\$/m <sup>2</sup> )	2.300.000

Tabla 3 UC de equipos de subestación de nivel de tensión 3

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [\\$ dic 2012]
N3S1	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo convencional	158.192.000
N3S2	Bahía de transformador - configuración barra sencilla - tipo convencional	117.676.000
N3S3	Bahía de línea - configuración barra doble - tipo convencional	188.203.000
N3S4	Bahía de transformador - configuración barra doble - tipo convencional	161.067.000
N3S5	Bahía de línea - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional	188.800.000
N3S6	Bahía de transformador - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional	165.263.000
N3S7	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo encapsulada (SF6)	372.810.000
N3S8	Bahía de transformador - configuración barra sencilla - tipo encapsulada (SF6)	354.211.000
N3S9	Bahía de línea - configuración barra doble - tipo encapsulada (SF6)	372.810.000
N3S10	Bahía de transformador - configuración barra doble - tipo encapsulada (SF6)	354.211.000
N3S11	Celda de llegada o salida - subestación tipo interior	231.762.000
N3S12	Bahía de llegada o salida - subestación convencional reducida	79.129.000
N3S13	Bahía de llegada o salida - subestación reducida o rural	8.787.000
N3S14	Bahía de acople - tipo convencional	125.645.000
N3S15	Bahía de acople - tipo encapsulada (SF6)	290.396.000
N3S36	Gabinete de llegada o salida - subestación aislada en sf6 - barra sencilla	286.380.000
N3S37	Cables de salida de circuito - subestación tipo interior	26.131.000
N3S16	Módulo de barraje - barra sencilla - tipo convencional - tipo 1	34.615.000
N3S17	Módulo de barraje - barra sencilla - tipo convencional - tipo 2	50.548.000
N3S18	Módulo de barraje - barra sencilla - tipo convencional - tipo 3	50.604.000
N3S19	Módulo de barraje - barra doble - tipo 1	37.037.000
N3S20	Módulo de barraje - barra doble - tipo 2	73.020.000
N3S21	Módulo de barraje - barra doble - tipo 3	91.068.000
N3S22	Módulo de barraje - barra principal y transferencia - tipo convencional - tipo 1	37.037.000
N3S23	Módulo de barraje - barra principal y transferencia - tipo convencional - tipo 2	73.020.000
N3S24	Módulo de barraje - barra principal y transferencia - tipo convencional - tipo 3	91.068.000
N3S25	Módulo común - tipo 1 (1 a 3 bahías) tipo convencional o encapsulada exterior	123.036.000
N3S26	Módulo común - tipo 2 (4 a 6 bahías) tipo convencional o encapsulada exterior	164.361.000
N3S27	Módulo común - tipo 3 (más de 6 bahías) tipo convencional o encapsulada exterior	195.168.000
N3S28	Módulo común - tipo 4 - tipo interior	65.651.000
N3S35	Módulo común - tipo 5 - reducida exterior	24.736.000

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [ $\$$ dic 2012]
N3S29	Subestación móvil 30 MVA	1.754.509.000
N3S30	Subestación móvil 15 MVA	1.363.257.000
N3S31	Subestación móvil 21 MVA	1.353.843.000
N3S32	Subestación móvil 7.5 MVA	483.515.000
N3S33	Subestación simplificada (rural)	16.869.000
N3S34	Casa de control nivel de tensión 3 ( $\$/m^2$ )	2.300.000

Tabla 4 UC de equipos de subestación de nivel de tensión 2.

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [ $\$$ dic 2012]
N2S1	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo convencional	106.072.000
N2S2	Bahía de transformador - configuración barra sencilla - tipo convencional	80.170.000
N2S3	Bahía de línea - configuración barra doble - tipo convencional	130.861.000
N2S4	Bahía de transformador - configuración barra doble - tipo convencional	129.658.000
N2S5	Bahía de línea - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional	131.470.000
N2S6	Bahía de transformador - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional	130.327.000
N2S7	Bahía de acople o seccionamiento (configuraciones en que aplica) - tipo convencional	90.235.000
N2S8	Celda de salida de circuito - barra sencilla - subestación tipo interior	101.889.000
N2S9	Celda de interconexión o de acople - barra sencilla - subestación tipo interior	85.604.000
N2S10	Cables llegada transformador - subestación tipo interior	37.138.000
N2S11	Celda de salida de circuito - doble barra - subestación tipo interior	127.337.000
N2S12	Celda de interconexión o de acople - doble barra - subestación tipo interior	92.389.000
N2S13	Gabinete de salida - subestación aislada en sf6 - barra sencilla	185.410.000
N2S14	Módulo de barraje - barra sencilla tipo 1	27.020.000
N2S15	Módulo de barraje - barra sencilla tipo 2	40.448.000
N2S16	Módulo de barraje - barra sencilla tipo 3	40.496.000
N2S17	Módulo de barraje - barra doble tipo 1	30.208.000
N2S18	Módulo de barraje - barra doble tipo 2	63.503.000
N2S19	Módulo de barraje - barra doble tipo 3	80.200.000
N2S20	Módulo de barraje - barra principal y transferencia - tipo 1	30.208.000
N2S21	Módulo de barraje - barra principal y transferencia - tipo 2	63.503.000
N2S22	Módulo de barraje - barra principal y transferencia - tipo 3	80.200.000

Tabla 5 Unidades constructivas de líneas de nivel de tensión 4

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [ $\$$ dic 2012]
N4L1	Estructura de concreto de 25 m línea aérea desnuda - circuito sencillo - suspensión	46.681.000
N4L2	Estructura de concreto de 25 m línea aérea desnuda - circuito sencillo - retención	51.429.000
N4L3	Estructura de concreto de 25 m línea aérea desnuda - circuito doble - suspensión	58.991.000
N4L4	Estructura de concreto de 25 m línea aérea desnuda - circuito doble - retención	66.142.000
N4L5	Poste metálico de 27 m línea aérea desnuda - circuito sencillo - suspensión	74.658.000
N4L6	Poste metálico de 27 m línea aérea desnuda - circuito sencillo - retención	98.084.000
N4L7	Poste metálico de 27 m línea aérea desnuda - circuito doble - suspensión	86.968.000
N4L8	Poste metálico de 27 m línea aérea desnuda - circuito doble - retención	112.797.000
N4L9	Torre metálica línea aérea desnuda - circuito sencillo - suspensión	80.305.000
N4L10	Torre metálica línea aérea desnuda - circuito sencillo - retención	100.118.000
N4L11	Torre metálica línea aérea desnuda - circuito doble - suspensión	92.494.000
N4L12	Torre metálica línea aérea desnuda - circuito doble - retención	118.539.000
N4L13	Poste metálico de 29 m- línea aérea compacta - circuito sencillo - suspensión	73.778.000
N4L14	Poste metálico de 29 m- línea aérea compacta - circuito sencillo - retención	96.385.000
N4L15	Poste metálico de 29 m- línea aérea compacta - circuito doble - suspensión	86.134.000
N4L16	Poste metálico de 29 m- línea aérea compacta - circuito doble - retención	111.143.000
N4L50	km conductores desnudos en aluminio tipo D-N4-1	7.180.000

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [ \$ dic 2012 ]
N4L51	km conductores desnudos en aluminio tipo D-N4-2	8.146.000
N4L52	km conductores desnudos en aluminio tipo D-N4-3	13.114.000
N4L53	km conductores desnudos en aluminio tipo D-N4-4	15.603.000
N4L54	km cable para red compacta tipo D-N4-5	225.073.000
N4L55	km cable para red compacta tipo D-N4-6	275.073.000
N4L56	km cable para red compacta tipo D-N4-7	325.073.000
N4L57	km conductor aislado línea submarina calibre 500 kcmil para 110 kV	1.596.980.000
N4L58	km cable de fibra óptica all-dielectric self-supporting (adss) monomodo	8.438.000
N4L59	km cable de fibra óptica tipo adosada	17.438.000
N4L60	km circuito sencillo 115 kV- 1 subconductor/fase - Banco de ductos	2.778.656.000
N4L61	km circuito sencillo 115 kV- 1 subconductor/fase - Box- Culvert	2.873.540.000
N4L62	km circuito doble 115 kV- 1 subconductor/fase - Banco de ductos	4.824.501.000
N4L63	km circuito doble 115 kV- 1 subconductor/fase - Box- Culvert	5.365.460.000
N4L64	km cable de fibra óptica monomodo (OPGW)- 24 fibras	4.713.000
N4L65	km cable alumoweld 7 No.6	11.438.000
N4L66	km cable alumoweld 7 No.8	9.372.000
N4L67	km cable de acero 3/8"	3.638.000
N4L68	Sistema de puesta a tierra para postes diseño típico de acuerdo con el tipo de estructura	1.290.000
N4L69	Sistema de puesta a tierra para torres diseño típico de acuerdo con el tipo de estructura	1.410.000

Tabla 6 UC de líneas de nivel de tensión 3.

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [ \$ dic 2012 ]
N3L1	Poste de concreto de 14 m 750 kg Poste simple - Circuito sencillo - suspensión	4.248.000
N3L2	Poste de concreto de 14 m 750 kg Poste simple - Circuito sencillo - retención	6.642.000
N3L3	Poste de concreto de 14 m 750 kg Poste simple - Circuito doble - suspensión	4.733.000
N3L4	Poste de concreto de 14 m 750 kg Poste simple - Circuito doble - retención	6.287.000
N3L5	Poste de concreto de 14 m 750 kg Postes en H - Circuito sencillo - suspensión	7.352.000
N3L6	Poste de concreto de 14 m 750 kg Postes en H - Circuito sencillo - retención	11.056.000
N3L7	Poste de concreto de 14 m 750 kg Postes en H - Circuito doble - suspensión	7.836.000
N3L8	Poste de concreto de 14 m 750 kg Postes en H - Circuito doble - retención	12.207.000
N3L9	Estructura de concreto (2000 kg 27m) - suspensión	21.093.000
N3L10	Estructura de concreto (3000 kg 27 m) - retención	23.991.000
N3L11	Torrecilla - Circuito sencillo - suspensión	11.518.000
N3L12	Torrecilla - Circuito sencillo - retención	15.906.000
N3L13	Torrecilla de - Circuito doble - suspensión	12.753.000
N3L14	Torrecilla de - Circuito doble - retención	17.721.000
N3L15	Poste de PRFV de 14 m 750 kg- Poste simple - Circuito sencillo - suspensión	13.687.000
N3L16	Poste de PRFV de 14 m 750 kg- Poste simple - Circuito sencillo - retención	16.081.000
N3L17	Poste de PRFV de 14 m 750 kg- Poste simple - Circuito doble - suspensión	14.171.000
N3L18	Poste de PRFV de 14 m 750 kg- Poste simple - Circuito doble - retención	17.232.000
N3L19	Poste de PRFV de 14 m 750 kg- Postes en H - Circuito sencillo - suspensión	26.228.000
N3L20	Poste de PRFV de 14 m 750 kg- Postes en H - Circuito sencillo - retención	29.933.000
N3L21	Poste de PRFV de 14 m 750 kg- Postes en H - Circuito doble - suspensión	26.713.000
N3L22	Poste de PRFV de 14 m 750 kg- Postes en H - Circuito doble - retención	31.083.000
N3L50	km conductores desnudos en aluminio tipo D-N3-1	3.863.000
N3L51	km conductores desnudos en aluminio tipo D-N3-2	6.276.000
N3L52	km conductores desnudos en aluminio tipo D-N3-3	7.020.000
N3L53	km conductores semiaislados tipo SA-N3-1	95.575.000
N3L54	km conductores semiaislados tipo SA-N3-2	137.931.000
N3L55	km red urbana - 3 Cables monopolares 750 MCM aislamiento 35 kV	482.906.000
N3L56	km red urbana - 3 Cables monopolares 500 MCM aislamiento 35 kV	370.739.000
N3L57	km red urbana - 3 Cables monopolares 350 MCM aislamiento 35 kV	288.417.000
N3L58	km red urbana - 3 Cables monopolares 4/0 AWG aislamiento 35 kV	223.883.000
N3L59	km red urbana - 3 Cables monopolares 1/0 AWG aislamiento 35 kV	186.642.000

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [\$ dic 2012]
N3L60	km red - Canalización 4*6"	697.956.000
N3L61	km red - Canalización 6*6"	851.427.000
N3L62	Cable de guarda de 1/4" acero	3.345.000
N3L63	Cable de guarda Alumoweld 3 No.8	8.135.000

Tabla 7 UC de líneas de nivel de tensión 2.

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [\$ dic 2012]
N2L1	Poste de concreto de 12 m 510 kg - suspensión	2.344.000
N2L2	Poste de concreto de 12 m 1050 kg - retención	2.804.000
N2L3	Poste de concreto de 12 m 750 kg - retención	2.835.000
N2L4	Poste de PRFV de 12 m 510 kg - suspensión	3.835.000
N2L5	Poste de PRFV de 12 m 1050 kg - retención	4.812.000
N2L6	Poste de PRFV de 12 m 750 kg - retención	4.450.000
N2L7	km canalización urbana 2x4"	334.494.000
N2L8	km canalización urbana 4x4"	439.025.000
N2L9	km canalización urbana 6x4"	535.219.000
N2L10	km canalización urbana 6x4" y 3x6"	917.413.000
N2L50	km conductores desnudos en aluminio tipo D-N2-1	2.292.000
N2L51	km conductores desnudos en aluminio tipo D-N2-2	2.855.000
N2L52	km conductores desnudos en aluminio tipo D-N2-3	4.421.000
N2L53	km conductores desnudos en cobre tipo D-N2-4	12.762.000
N2L54	km conductores desnudos en cobre tipo D-N2-5	17.418.000
N2L55	km conductores semiaislados tipo SA-N2-1	10.897.000
N2L56	km conductores semiaislados tipo SA-N2-2	12.229.000
N2L57	km conductores semiaislados tipo SA-N2-3	15.797.000
N2L58	km conductor subterráneo urbano-3 cables monopolaes-CU aislado XLP/EPR, 15 kV-4AWG	61.224.000
N2L59	km conductor subterráneo urbano-3 cables monopolaes-CU aislado XLP/EPR, 15 kV-2AWG	102.819.000
N2L60	km conductor subterráneo urbano-3 cables monopolaes-CU aislado XLP/EPR, 15 kV-1/0AWG	121.193.000
N2L61	km conductor subterráneo urbano-3 cables monopolaes-CU aislado XLP/EPR, 15 kV-2/0AWG	133.702.000
N2L62	km conductor subterráneo urbano-3 cables monopolaes-CU aislado XLP/EPR, 15 kV-3/0AWG	149.285.000
N2L63	km conductor subterráneo urbano-3 cables monopolaes -CU aislado XLP/EPR, 15 kV-4/0AWG	168.278.000
N2L64	km conductor subterráneo urbano-3 cables monopolaes -CU aislado XLP/EPR, 15 kV -300 kcmil	209.141.000
N2L65	km conductor subterráneo urbano-3 cables monopolaes -CU aislado XLP/EPR, 15 kV -350 kcmil	229.776.000
N2L66	km conductor subterráneo urbano-3 cables monopolaes -CU aislado XLP/EPR, 15 kV -500 kcmil	290.208.000
N2L67	km conductor subterráneo urbano-3 cables monopolaes -AAAC aislado XLP/EPR, 15 kV-500kcmil	241.848.000
N2L68	km conductor subterráneo urbano-3 cables monopolaes -AAAC aislado XLP/EPR, 15 kV-750kcmil	292.100.000
N2L69	km conductor subterráneo urbano - 1 cable monopolar - CU aislado XLP o EPR, 15 kv- 1/0 AWG	47.570.000
N2L70	km cable de guarda calibre No: 2 AWG	2.292.000
N2L71	km cable de guarda calibre mayor al 1/0 AWG	2.855.000

Tabla 8 UC de transformadores de conexión al STN

UC	DESCRIPCIÓN	COSTO INSTALACIÓN [\$ dic 2012]	VALOR UNITARIO [\$/MVA dic 2012]
N6T1	Autotransformador monofásico (OLTC) lado de alta en el 500 kV capacidad final 150 MVA a 300 MVA	153.089.000	22.450.000
N6T2	Autotransformador monofásico (OLTC) lado de alta en el 500 kV capacidad final 300 MVA a 450 MVA	158.265.000	20.228.000
N6T3	Autotransformador monofásico (OLTC) lado de alta en el 500 kV capacidad final mayor o igual a 450 MVA	160.647.000	17.480.000
N5T1	Transformador trifásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de hasta 10 MVA	59.965.000	79.529.000
N5T2	Transformador trifásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 11 a 20 MVA	64.311.000	62.922.000

Handwritten signature or initials.

Handwritten signature or initials.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

UC	DESCRIPCIÓN	COSTO INSTALACIÓN [\$ dic 2012]	VALOR UNITARIO [\$/MVA dic 2012]
N5T3	Transformador trifásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 21 a 40 MVA	71.741.000	54.151.000
N5T4	Transformador trifásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 41 a 50 MVA	86.524.000	49.153.000
N5T5	Transformador trifásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 51 a 60 MVA	88.675.000	46.853.000
N5T6	Transformador trifásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 61 a 90 MVA	111.141.000	43.508.000
N5T7	Transformador trifásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 91 a 100 MVA	113.675.000	41.120.000
N5T8	Transformador trifásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 101 a 120 MVA	137.857.000	39.706.000
N5T9	Transformador trifásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 121 a 150 MVA	140.052.000	37.810.000
N5T10	Transformador trifásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 151 a 180 MVA	142.203.000	36.041.000
N5T11	AutoTransformador monofásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final hasta 20 MVA	67.395.000	63.387.000
N5T12	AutoTransformador monofásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 21 a 40 MVA	71.741.000	38.992.000
N5T13	AutoTransformador monofásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 41 a 50 MVA	86.524.000	32.041.000
N5T14	AutoTransformador monofásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 51 a 60 MVA	88.675.000	29.073.000
N5T15	AutoTransformador monofásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 61 a 90 MVA	111.141.000	25.018.000
N5T16	AutoTransformador monofásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 91 a 100 MVA	113.675.000	22.312.000
N5T17	AutoTransformador monofásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 101 a 120 MVA	137.857.000	20.783.000
N5T18	AutoTransformador monofásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 121 a 150 MVA	140.052.000	18.821.000
N5T19	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de hasta 20 MVA	67.395.000	77.121.000
N5T20	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 21 a 40 MVA	71.741.000	52.559.000
N5T21	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 41 a 50 MVA	86.524.000	45.015.000
N5T22	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 51 a 60 MVA	88.675.000	41.692.000
N5T23	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 61 a 90 MVA	111.141.000	37.031.000
N5T24	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de 91 a 120 MVA	114.748.000	32.563.000
N5T25	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) de conexión al STN capacidad final de más de 121 MVA	138.789.000	30.845.000

Tabla 9 UC de transformadores de potencia de niveles de tensión 4, 3 y 2

UC	DESCRIPCIÓN	COSTO INSTALACIÓN \$ dic 2012]	VALOR UNITARIO [\$/MVA dic 2012]
N4T1	Transformador trifásico (OLTC) primario en el nivel de tensión 4, capacidad final hasta 5 MVA	47.458.000	98.873.000
N4T2	Transformador trifásico (OLTC) primario en el nivel de tensión 4, capacidad final de 5 a 10 MVA	51.804.000	68.958.000
N4T3	Transformador trifásico (OLTC) primario en el nivel de tensión 4, capacidad final de 11 a 15 MVA	57.700.000	58.029.000
N4T4	Transformador trifásico (OLTC) primario en el nivel de tensión 4 capacidad final de 16 a 20 MVA	61.189.000	50.846.000
N4T5	Transformador trifásico (OLTC) primario en el nivel de tensión 4, capacidad final de 21 a 30 MVA	64.710.000	44.495.000
N4T6	Transformador trifásico (OLTC) primario en el nivel de tensión 4, capacidad final de 31 a 40 MVA	78.754.000	38.813.000
N4T7	Transformador trifásico (OLTC) primario en el nivel de tensión 4, capacidad final de 41 a 50 MVA	81.448.000	35.047.000

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

UC	DESCRIPCIÓN	COSTO INSTALACIÓN [\$ dic 2012]	VALOR UNITARIO [\$/MVA dic 2012]
N4T8	Transformador trifásico (OLTC) primario en el nivel de tensión 4, capacidad final de 51 a 60 MVA	83.599.000	32.304.000
N4T9	Transformador trifásico (OLTC) primario en el nivel de tensión 4, capacidad final de 61 a 80 MVA	106.065.000	27.744.000
N4T10	Transformador trifásico (OLTC) primario en el nivel de tensión 4, capacidad final de 81 a 100 MVA	108.599.000	25.340.000
N4T11	Transformador trifásico (OLTC) primario en AT, capacidad final mayor a 100 MVA	133.713.000	23.145.000
N4T12	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) primario en el nivel de tensión 4, capacidad final hasta 5 MVA	47.458.000	123.264.000
N4T13	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) primario en el nivel de tensión 4, capacidad final de 6 a 10 MVA	52.496.000	83.761.000
N4T14	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) primario en el nivel de tensión 4, capacidad final de 11 a 20 MVA	59.234.000	64.481.000
N4T15	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) primario en el nivel de tensión 4, capacidad final de 21 a 30 MVA	64.710.000	51.477.000
N4T16	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) primario en el nivel de tensión 4, capacidad final de 31 a 40 MVA	78.754.000	45.228.000
N4T17	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) primario en el nivel de tensión 4, capacidad final de 41 a 50 MVA	81.448.000	40.540.000
N4T18	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) primario en el nivel de tensión 4, capacidad final de 51 a 60 MVA	83.599.000	37.148.000
N4T19	Transformador tridevanado trifásico (OLTC) primario en el nivel de tensión 4, capacidad final más de 60 MVA	103.673.000	33.445.000
N3T1	Transformador trifásico (NLTC) primario en el nivel de tensión 3, capacidad final de 0.5 a 2.5 MVA	44.664.000	63.704.000
N3T2	Transformador trifásico (NLTC) primario en el nivel de tensión 3 capacidad final de 2.6 a 6 MVA	45.157.000	51.812.000
N3T3	Transformador trifásico (OLTC) primario en el nivel de tensión 3 capacidad final de 6.1 a 10 MVA	45.640.000	45.538.000
N3T4	Transformador trifásico (OLTC) primario en el nivel de tensión 3 capacidad final de 11 a 15 MVA	46.047.000	41.354.000
N3T5	Transformador trifásico (OLTC) primario en el nivel de tensión 3 capacidad final de 16 a 20 MVA	46.321.000	37.974.000
N3T6	Transformador trifásico (OLTC) primario en el nivel de tensión 3 capacidad final de 21 a 30 MVA	46.596.000	34.841.000
N3T7	Transformador trifásico (OLTC) primario en el nivel de tensión 3 capacidad final mayor a 31 MVA	57.187.000	32.931.000

Tabla 10 UC de equipos de compensación de niveles de tensión 4, 3 y 2

UC	DESCRIPCIÓN	COSTO INSTALACIÓN [\$ dic 2012]	VALOR UNITARIO [\$/MVA dic 2012]
N4C2	Compensación reactiva - capacidad final mayor de 6 a 12 MVAR - nivel 4.	76.079.000	15.556.000
N4C3	Compensación reactiva - capacidad final mayor de 12 a 18 MVAR - nivel 4.	94.531.000	14.223.000
N4C4	Compensación reactiva - capacidad final mayor de 18 a 54 MVAR - nivel 4.	108.630.000	13.782.000
N4C5	Compensación reactiva - capacidad final mayor de 54 a 90 MVAR - nivel 4.	137.310.000	13.782.000
N3C1	Compensación reactiva - capacidad final mayor de 1,2 a 2,4 MVAR - nivel 3.	46.792.000	20.733.000
N3C2	Compensación reactiva - capacidad final mayor de 2,4 a 5,4 MVAR - nivel 3.	46.792.000	19.385.000
N3C3	Compensación reactiva - capacidad final mayor de 5,4 a 14,4 MVAR - nivel 3.	53.716.000	17.876.000
N3C4	Compensación reactiva - capacidad final mayor de 14,4 a 28,8 MVAR - nivel 3.	62.138.000	16.704.000
N3C5	Compensación reactiva - capacidad final mayor de 28,8 a 43,2 MVAR - nivel 3.	65.663.000	15.978.000
N2C1	Compensación reactiva - capacidad final mayor de 90 a 180 kVAR - nivel 2.	17.266.000	34.441.000
N2C2	Compensación reactiva - capacidad final mayor de 180 a 360 kVAR - nivel 2.	17.266.000	29.625.000
N2C3	Compensación reactiva - capacidad final mayor de 360 a 600 kVAR nivel 2.	17.266.000	26.142.000
N2C4	Compensación reactiva - capacidad final mayor de 600 a 1200 kVAR - nivel 2.	34.029.000	22.804.000
N2C5	Compensación reactiva - capacidad final mayor de 1200 a 2400 kVAR - nivel 2.	34.029.000	19.614.000
N2C6	Compensación reactiva - capacidad final mayor de 2400 a 3600 kVAR - nivel 2.	34.029.000	17.553.000

ff

ff

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

Tabla 11 UC de equipos de nivel de tensión 4.

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [\$ dic 2012]
N4EQ1	Transformador de tensión	24.240.000

Tabla 12 UC de equipos de nivel de tensión 3.

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [\$ dic 2012]
N3EQ1	Equipo de medida	632.000
N3EQ2	Juego cuchillas de operación sin carga	1.179.000
N3EQ3	Juego pararrayos - N3	846.000
N3EQ4	Seccionadores tripolar bajo carga	21.868.000
N3EQ5	Reconectador	36.319.000
N3EQ6	Regulador - N3	153.914.000
N3EQ7	Seccionalizador manual bajo carga	18.141.000
N3EQ8	Seccionalizador eléctrico (motorizado)	18.141.000
N3EQ9	Transición aérea - subterránea	2.051.000
N3EQ10	Transformador de tensión	4.294.000
N3EQ11	Juego cortacircuitos	1.182.000
N3EQ12	Juego pararrayos (44 kV)	1.842.000
N3EQ13	Transición aérea - subterránea (44 kV)	2.588.000
N3EQ14	Transformador de tensión (Pedestal)	6.020.000

Tabla 13 UC de equipos de nivel de tensión 2.

UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [\$ dic 2012]
N2EQ1	Barraje de derivación subterráneo	1.881.000
N2EQ2	Caja de maniobra	18.409.000
N2EQ3	Cortacircuitos monopolar	309.000
N2EQ4	Equipo de medida	593.000
N2EQ5	Juego cortacircuitos	987.000
N2EQ6	Juego cuchillas de operación sin carga	739.000
N2EQ7	Pararrayos	278.000
N2EQ8	Juego pararrayos	637.000
N2EQ9	Seccionadores tripolar bajo carga	16.517.000
N2EQ10	Seccionadores tripolar bajo carga	16.517.000
N2EQ11	Regulador de voltaje trifásicos de distribución	168.254.000
N2EQ12	Reconectador	29.218.000
N2EQ13	Regulador de voltaje monofásico hasta 50 kVA	26.741.000
N2EQ14	Regulador de voltaje monofásico hasta 150 kVA	33.025.000
N2EQ15	Regulador de voltaje monofásico hasta 276 kVA	41.470.000
N2EQ16	Regulador de voltaje monofásico hasta 500 kVA	67.072.000
N2EQ17	Regulador de voltaje monofásico hasta 1000 kVA	103.933.000
N2EQ18	Seccionador monopolar	369.000
N2EQ19	Seccionador trifásico vacío	744.000
N2EQ20	Seccionalizador motorizado	17.634.000
N2EQ21	Interruptor de transferencia en SF6	49.886.000
N2EQ22	Interruptor en aire bajo carga	7.738.000
N2EQ23	Transición aérea - subterránea	957.000
N2EQ24	Transformador de tensión	2.345.000
N2EQ25	Transformador de tensión (Pedestal)	3.318.000

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten signature]*

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

Tabla 14 Áreas reconocidas por componente para el edificio de control de las subestaciones

ITEM	AREA RECONOCIDA [m <sup>2</sup> ]
Áreas generales S/E nivel 4 - AG <sub>4,s</sub>	75,00
Áreas generales S/E nivel 3 - AG <sub>3,s</sub>	56,25
Bahía - Abh	11,25
Celda -ACe	7,50

#### 14.2 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 15 Costo DDP de conductores [\$ dic 2012]

Descripción del conductor			Costo DDP [\$ /m]
Tipo	Material	Calibre	
Aislado	Aluminio	< 6	1.000
Aislado	Aluminio	4	1.000
Aislado	Aluminio	2	2.000
Aislado	Aluminio	1	2.000
Aislado	Aluminio	1/0	3.000
Aislado	Aluminio	2/0	3.000
Aislado	Aluminio	3/0	4.000
Aislado	Aluminio	4/0	4.000
Aislado	Aluminio	250	5.000
Aislado	Aluminio	6/0	5.000
Aislado	Aluminio	350	6.000
Aislado	Cobre	12	1.000
Aislado	Cobre	10	2.000
Aislado	Cobre	8	3.000
Aislado	Cobre	6	5.000
Aislado	Cobre	4	7.000
Aislado	Cobre	2	10.000
Aislado	Cobre	1	12.000
Aislado	Cobre	1/0	15.000
Aislado	Cobre	2/0	17.000
Aislado	Cobre	3/0	19.000
Aislado	Cobre	4/0	22.000
Aislado	Cobre	250	24.000
Aislado	Cobre	6/0	26.000
Aislado	Cobre	350	29.000
Aislado	Cobre	400	31.000
Aislado	Cobre	500	33.000
Desnudo	Aluminio	14	1.000
Desnudo	Aluminio	12	1.000
Desnudo	Aluminio	10	1.000
Desnudo	Aluminio	8	1.000
Desnudo	Aluminio	6	1.000
Desnudo	Aluminio	4	2.000
Desnudo	Aluminio	2	2.000
Desnudo	Aluminio	1	2.000
Desnudo	Aluminio	1/0	2.000
Desnudo	Aluminio	2/0	2.000
Desnudo	Aluminio	3/0	2.000
Desnudo	Aluminio	4/0	2.000
Desnudo	Aluminio	6/0	3.000

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

Descripción del conductor			Costo DDP [\$/m]
Tipo	Material	Calibre	
Desnudo	Aluminio	180	3.000
Desnudo	Aluminio	336	3.000
Desnudo	Cobre	< 10	1.000
Desnudo	Cobre	8	2.000
Desnudo	Cobre	6	4.000
Desnudo	Cobre	4	6.000
Desnudo	Cobre	2	8.000
Desnudo	Cobre	1	10.000
Desnudo	Cobre	1/0	12.000
Desnudo	Cobre	2/0	14.000
Desnudo	Cobre	6/0	16.000
Desnudo	Cobre	750	18.000
Trenzado	Aluminio	< 6	3.000
Trenzado	Aluminio	4	5.000
Trenzado	Aluminio	2	7.000
Trenzado	Aluminio	1/0	9.000
Trenzado	Aluminio	2/0	11.000
Trenzado	Aluminio	4/0	13.000
Trenzado	Cobre	12	3.000
Trenzado	Cobre	10	5.000
Trenzado	Cobre	8	7.000
Trenzado	Cobre	6	11.000
Trenzado	Cobre	4	20.000
Trenzado	Cobre	2	28.000
Trenzado	Cobre	1/0	37.000
Trenzado	Cobre	2/0	45.000

Tabla 16 Costo DDP de estructuras de apoyo [\$ dic 2012]

Altura (m)	Concreto	Madera	Metálico	Fibra de vidrio
8	268.000	283.000	828.000	764.000
10	411.000	404.000	1.219.000	1.318.000
12	580.000	488.000	1.260.000	1.511.000

Para postes con altura hasta de 9 m se utiliza el valor del poste de 8 m, para postes con altura hasta de 11 m, se utiliza el valor del poste de 10 m.

Los postes de la muestra con altura igual o mayor a 12 m no se valoran ya que se entiende que son compartidos y se reconocen en el nivel de tensión 2.

Tabla 17 Costo DDP de transformadores [\$ dic 2012]

No. Fases	Capacidad [kVA]	Tipo	Costo DDP
Monofásico	5	Aéreo	1.595.000
Monofásico	7,5	Aéreo	1.919.000
Monofásico	10	Aéreo	2.244.000
Monofásico	15	Aéreo	2.568.000
Monofásico	25	Aéreo	2.892.000
Monofásico	37,5	Aéreo	3.217.000
Monofásico	50	Aéreo	3.541.000
Monofásico	75	Aéreo	3.866.000
Trifásico	15	Aéreo	1.935.000
Trifásico	20	Aéreo	3.008.000
Trifásico	30	Aéreo	4.080.000
Trifásico	45	Aéreo	5.153.000
Trifásico	50	Aéreo	6.225.000

ES

46

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

No. Fases	Capacidad [kVA]	Tipo	Costo DDP
Trifásico	75	Aéreo	7.297.000
Trifásico	112,5	Aéreo	8.370.000
Trifásico	150	Aéreo	9.442.000
Trifásico	45	Pedestal	7.835.000
Trifásico	75	Pedestal	10.276.000
Trifásico	112,5	Pedestal	12.717.000
Trifásico	225	Pedestal	15.158.000
Trifásico	250	Pedestal	17.598.000
Trifásico	300	Pedestal	20.039.000
Trifásico	400	Pedestal	22.480.000
Trifásico	500	Pedestal	24.921.000
Trifásico	630	Pedestal	27.362.000
Trifásico	1000	Pedestal	29.803.000
Trifásico	45	Subestación	10.740.000
Trifásico	75	Subestación	12.240.000
Trifásico	112,5	Subestación	14.116.000
Trifásico	150	Subestación	15.991.000
Trifásico	225	Subestación	19.742.000
Trifásico	250	Subestación	20.993.000
Trifásico	300	Subestación	23.494.000
Trifásico	400	Subestación	28.495.000
Trifásico	500	Subestación	33.497.000
Trifásico	630	Subestación	39.998.000
Trifásico	1000	Subestación	58.504.000

Tabla 18 Costo instalado de cajas para redes subterráneas [\$ dic 2012]

Tipo caja	Valor instalado
Sencilla	1.297.000
Doble	3.206.000
Alumbrado	785.000
Telefono	1.297.000

Tabla 19 Costo instalado de canalizaciones [\$ dic 2012]

Número de ductos	Valor instalado [\$/m]
1	106.000
2	106.000
3	158.000
4	158.000
5	209.000
6	209.000
7	315.000
8	315.000
9	367.000
10	367.000
11	418.000
12	418.000
13	524.000
14	524.000
15	576.000
16	576.000
17	628.000
18	628.000
20	733.000
24	837.000

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten signature]*

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

Tabla 20 Costo de instalación conductores [\$ dic 2012]

Tipo conductor/calibre	Aéreo urbano [\$/m]	Aéreo rural [\$/m]	Subterráneo urbano [\$/m]
Aislado/Desnudo < 1/0	1.000	2.000	1.000
Aislado/Desnudo >= 1/0	1.000	2.000	1.000
Trenzado	4.000	6.000	3.000

Tabla 21 Accesorios y costos de instalación de postes [\$ dic 2012]

Tipo	Accesorios		Instalación postes	
	Red común	Red trenzada	Urbano	Rural
Suspensión	34.000	27.000	256.000	345.000
Retención	66.000	36.000	261.000	350.000

Tabla 22 Costos de instalación de transformadores [\$ Dic 2012]

No. Fases	Capacidad [kVA]	Tipo	Urbano	Rural
Monofásico	<= 30	Aéreo	2.740.000	3.228.000
Monofásico	> 30	Aéreo	2.781.000	3.287.000
Trifásico	<= 100	Aéreo	2.912.000	3.405.000
Trifásico	> 100	Aéreo	2.956.000	3.523.000
Trifásico	<= 500	Pedestal	23.750.000	23.750.000
Trifásico	> 500	Pedestal	24.148.000	24.148.000
Trifásico	<= 500	Subestación	52.520.000	52.520.000
Trifásico	> 500	Subestación	57.729.000	57.729.000

Los valores presentados en la Tabla 29 incluyen el costo de los accesorios y el costo de instalación.

Tabla 23 Costo otros elementos [\$ Dic 2012]

Elemento	Valor instalado
Palomilla	22.000
Puesta a tierra	132.000
Caja derivación acometidas	131.000

Las cajas de derivación de acometidas se reconocen únicamente en redes aéreas con conductor trenzado, se asocia una sola caja por transformador.

ES

fl

GH

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

### 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 hacen parte de la BRA inicial, se utilizan las UC y los valores definidos en este capítulo.

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

En este listado se establecen los costos y la vida útil para las UC de los niveles de tensión 4, 3 y 2.

Tabla 32 UC de módulos de transformador de conexión al STN

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA	VALOR INSTALADO [Dic 2007]	VIDA ÚTIL
N5S1	BAHÍA DE TRANSFORMADOR, DOBLE BARRA MÁS SECCIONADOR DE TRANSFERENCIA, 500 kV	2.942.854.000	30
N5S2	BAHÍA DE TRANSFORMADOR, BARRA SENCILLA, 230 kV	1.120.491.000	30
N5S3	BAHÍA DE TRANSFORMADOR, BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA, 230 kV	1.231.406.000	30
N5S4	BAHÍA DE TRANSFORMADOR, DOBLE BARRA, 230 kV	1.246.422.000	30
N5S5	BAHÍA DE TRANSFORMADOR, DOBLE BARRA MÁS TRANSFERENCIA, 230 kV	1.381.486.000	30
N5S6	BAHÍA DE TRANSFORMADOR, DOBLE BARRA MÁS SECCIONADOR BY PASS, 230 kV	1.420.507.000	30
N5S7	MÓDULO COMÚN ACTIVOS DE CONEXIÓN AL STN	76.393.000	30
N5S8	CENTRO DE SUPERVISIÓN Y CONTROL PARA ACTIVOS DE CONEXIÓN STN	8.111.000	30
N5S9	BAHÍA DE TRANSFORMADOR, DOBLE BARRA ENCAPSULADA, 230 kV	2.158.697.000	30
N5S10	SERVICIOS AUXILIARES DE CONEXIÓN AL STN	152.035.000	30

Tabla 33 UC de equipos de subestación de nivel de tensión 4

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA	VALOR INSTALADO [Dic 2007]	VIDA ÚTIL
N4S1	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	645.516.000	30
N4S2	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	568.989.000	30
N4S3	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO CONVENCIONAL	701.954.000	30
N4S4	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO CONVENCIONAL	625.434.000	30
N4S5	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE CON BY PASS - TIPO CONVENCIONAL	808.493.000	30
N4S6	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - BARRA DOBLE CON BY PASS - TIPO CONVENCIONAL	726.570.000	30
N4S7	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	700.846.000	30
N4S8	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA CONVENCIONAL	624.348.000	30
N4S9	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN INTERRUPTOR Y MEDIO - TIPO CONVENCIONAL	876.747.000	30
N4S10	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN INTERRUPTOR Y MEDIO - TIPO CONVENCIONAL	825.629.000	30
N4S11	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN EN ANILLO - TIPO CONVENCIONAL	695.866.000	30
N4S12	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN EN ANILLO - TIPO CONVENCIONAL	644.748.000	30
N4S13	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO ENCAPSULADA (SF6)	1.809.964.000	30
N4S14	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO ENCAPSULADA(SF6)	1.739.851.000	30
N4S15	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO ENCAPSULADA (SF6)	1.844.363.000	30
N4S16	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO ENCAPSULADA(SF6)	1.774.176.000	30
N4S17	BAHÍA DE MANIOBRA - (ACOPLE - TRANSFERENCIA O SECCIONAMIENTO) - TIPO CONVENCIONAL	534.030.000	30
N4S18	BAHÍA DE MANIOBRA - TIPO ENCAPSULADA (SF6)	1.304.904.000	30
N4S19	PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRAS DE UNA/DOS/TRES/CUATRO ZONAS	81.322.000	30
N4S20	MÓDULO DE BARRAJE TIPO 1 - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	91.189.000	30
N4S21	MÓDULO DE BARRAJE TIPO 2 - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	124.021.000	30
N4S22	MÓDULO DE BARRAJE TIPO 3 - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	124.813.000	30

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA	VALOR INSTALADO [Dic 2007]	VIDA ÚTIL
N4S23	MÓDULO DE BARRAJE TIPO 4 - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	160.536.000	30
N4S24	MÓDULO DE BARRAJE TIPO 1 - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO CONVENCIONAL	155.379.000	30
N4S25	MÓDULO DE BARRAJE TIPO 2 - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO CONVENCIONAL	287.361.000	30
N4S26	MÓDULO DE BARRAJE TIPO 3 - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO CONVENCIONAL	379.501.000	30
N4S27	MÓDULO DE BARRAJE TIPO 4 - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO CONVENCIONAL	453.562.000	30
N4S28	MÓDULO DE BARRAJE TIPO 1 - BARRA DOBLE CON BY PASS - TIPO CONVENCIONAL	166.178.000	30
N4S29	MÓDULO DE BARRAJE TIPO 2 - BARRA DOBLE CON BY PASS - TIPO CONVENCIONAL	314.234.000	30
N4S30	MÓDULO DE BARRAJE TIPO 3 - BARRA DOBLE CON BY PASS - TIPO CONVENCIONAL	422.505.000	30
N4S31	MÓDULO DE BARRAJE TIPO 4 - BARRA DOBLE CON BY PASS - TIPO CONVENCIONAL	517.893.000	30
N4S32	MÓDULO DE BARRAJE TIPO 1 - BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - CONVENCIONAL	155.477.000	30
N4S33	MÓDULO DE BARRAJE TIPO 2 - BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - CONVENCIONAL	287.459.000	30
N4S34	MÓDULO DE BARRAJE TIPO 3 - BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - CONVENCIONAL	379.456.000	30
N4S35	MÓDULO DE BARRAJE TIPO 4 - BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - CONVENCIONAL	464.169.000	30
N4S36	MÓDULO DE BARRAJE TIPO 2 - CONFIGURACIÓN INTERRUPTOR Y MEDIO - TIPO CONVENCIONAL	198.189.000	30
N4S37	MÓDULO DE BARRAJE TIPO 3 - CONFIGURACIÓN INTERRUPTOR Y MEDIO - TIPO CONVENCIONAL	230.400.000	30
N4S38	MÓDULO DE BARRAJE TIPO 4 - CONFIGURACIÓN INTERRUPTOR Y MEDIO - TIPO CONVENCIONAL	296.534.000	30
N4S39	MÓDULO DE BARRAJE TIPO 2 - CONFIGURACIÓN EN ANILLO - TIPO CONVENCIONAL	129.189.000	30
N4S40	MÓDULO DE BARRAJE TIPO 3 - CONFIGURACIÓN EN ANILLO - TIPO CONVENCIONAL	148.235.000	30
N4S41	MÓDULO COMÚN TIPO 1 (1 A 3 BAHÍAS) - CONVENCIONAL/ENCAPSULADA	519.313.000	30
N4S42	MÓDULO COMÚN TIPO 2 (4 A 6 BAHÍAS) - CONVENCIONAL/ENCAPSULADA	1.067.222.000	30
N4S43	MÓDULO COMÚN TIPO 3 (7 A 9 BAHÍAS) - CONVENCIONAL/ENCAPSULADA	1.583.739.000	30
N4S44	MÓDULO COMÚN TIPO 4 (MAS 9 BAHÍAS) - CONVENCIONAL/ENCAPSULADA	1.959.991.000	30
N4S45	SISTEMA DE CONTROL DE LA SUBESTACIÓN (S/E 115 KV/34.5 KV) O (S/E 115KV/ 13.8 KV)	112.285.000	10
N4S46	CAMPO MÓVIL ENCAPSULADO NIVEL 4	2.266.512.000	30
N4S47	BAHÍA DE MANIOBRA - (SECCIONAMIENTO DE BARRAS SIN INTERRUPTOR) - TIPO CONVENCIONAL	92.754.000	30
N4S48	CASA DE CONTROL NIVEL DE TENSIÓN 4 (\$/m <sup>2</sup> )	2.000.000	30

Tabla 34 UC de equipos de subestación de nivel de tensión 3

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA	VALOR INSTALADO [Dic 2007]	VIDA ÚTIL
N3S1	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	330.511.000	30
N3S2	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	279.974.000	30
N3S3	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO CONVENCIONAL	362.691.000	30
N3S4	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO CONVENCIONAL	288.396.000	30
N3S5	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	362.791.000	30
N3S6	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - CONVENCIONAL	312.283.000	30
N3S7	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO ENCAPSULADA (SF6)	433.388.000	30
N3S8	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO ENCAPSULADA (SF6)	386.204.000	30
N3S9	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO ENCAPSULADA (SF6)	433.981.000	30
N3S10	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO ENCAPSULADA (SF6)	383.966.000	30
N3S11	CELDA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN TIPO METALCLAD	235.694.000	30
N3S12	CELDA DE TRANSFORMADOR O ACOUPLE - SUBESTACIÓN TIPO METALCLAD	162.889.000	30
N3S13	BAHÍA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN CONVENCIONAL REDUCIDA - TIPO 1	228.601.000	30
N3S14	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - SUBESTACIÓN CONVENCIONAL REDUCIDA - TIPO 1	137.296.000	30
N3S15	BAHÍA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN CONVENCIONAL REDUCIDA - TIPO 2	287.591.000	30
N3S16	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - SUBESTACIÓN CONVENCIONAL REDUCIDA - TIPO 2	135.324.000	30
N3S17	BAHÍA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN REDUCIDA	84.812.000	30
N3S18	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - SUBESTACIÓN REDUCIDA	83.685.000	30
N3S19	BAHÍA DE ACOUPLE - TIPO CONVENCIONAL	227.998.000	30
N3S20	BAHÍA DE ACOUPLE - TIPO ENCAPSULADA (SF6)	316.972.000	30
N3S21	PROTECCIÓN DIFERENCIAL - BARRA SENCILLA - TIPO 1 O TIPO 2	31.649.000	30

55

66

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA	VALOR INSTALADO [Dici 2007]	VIDA ÚTIL
N3S22	PROTECCIÓN DIFERENCIAL - CONFIGURACIONES DIFERENTES A BARRA SENCILLA - TIPO 1 O 2	33.563.000	30
N3S23	PROTECCIÓN DIFERENCIAL - BARRAJE PARTIDO	58.762.000	30
N3S24	MÓDULO DE BARRAJE - BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL - TIPO 1	30.596.000	30
N3S25	MÓDULO DE BARRAJE - BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL - TIPO 2	43.404.000	30
N3S26	MÓDULO DE BARRAJE - BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL - TIPO 3	56.738.000	30
N3S27	MÓDULO DE BARRAJE - BARRA DOBLE - TIPO 1	56.503.000	30
N3S28	MODULO DE BARRAJE - BARRA DOBLE - TIPO 2	83.130.000	30
N3S29	MODULO DE BARRAJE - BARRA DOBLE - TIPO 3	108.704.000	30
N3S30	MÓDULO DE BARRAJE - BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL - TIPO 1	56.503.000	30
N3S31	MÓDULO DE BARRAJE - BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL - TIPO 2	82.077.000	30
N3S32	MÓDULO DE BARRAJE - BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL - TIPO 3	108.704.000	30
N3S33	MÓDULO DE BARRAJE - CONVENCIONAL REDUCIDA	14.388.000	30
N3S34	MÓDULO COMÚN - TIPO 1	286.545.000	30
N3S35	MÓDULO COMÚN - TIPO 2	367.658.000	30
N3S36	MÓDULO COMÚN - TIPO 3	479.784.000	30
N3S37	MÓDULO COMÚN - TIPO 4	149.978.000	30
N3S38	SISTEMAS DE CONTROL DE LA SUBESTACIÓN	35.407.000	10
N3S39	SUBESTACIÓN MÓVIL 30 MVA	1.845.005.000	30
N3S40	SUBESTACIÓN MÓVIL 15 MVA	1.433.156.000	30
N3S41	SUBESTACIÓN MÓVIL 21 MVA	1.582.747.000	30
N3S42	SUBESTACIÓN MÓVIL 7.5 MVA	516.357.000	30
N3S43	SUBESTACIÓN SIMPLIFICADA (RURAL)	87.615.000	30
N3S44	CASA DE CONTROL NIVEL DE TENSIÓN 3 (\$/m <sup>2</sup> )	2.000.000	30

Tabla 35 UC de equipos de subestación de nivel de tensión 2.

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA	VALOR INSTALADO [Dici 2007]	VIDA ÚTIL
N2S1	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	211.154.000	30
N2S2	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	199.147.000	30
N2S3	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO CONVENCIONAL	231.263.000	30
N2S4	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO CONVENCIONAL	219.263.000	30
N2S5	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	226.892.000	30
N2S6	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - CONVENCIONAL	209.647.000	30
N2S7	BAHÍA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN REDUCIDA	72.416.000	30
N2S8	BAHÍA DE ACOPLA O SECCIONAMIENTO (CONFIGURACIONES EN QUE APLICA) - CONVENCIONAL	183.832.000	30
N2S9	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	105.116.000	30
N2S10	CELDA DE LLEGADA DETRANSFORMADOR - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	109.152.000	30
N2S11	CELDA DE INTERCONEXIÓN O DE ACOPLA - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	97.783.000	30
N2S12	CELDA DE MEDIDA O AUXILIARES - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	97.011.000	30
N2S13	GABINETE PROTECCIÓN DE BARRAS - SUBESTACIÓN METALCLAD	136.263.000	30
N2S14	DUCTO DE BARRAS O CABLES LLEGADA TRANSFORMADOR - BARRA SENCILLA - SE METALCLAD	53.178.000	30
N2S15	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - DOBLE BARRA - SUBESTACIÓN METALCLAD	135.189.000	30
N2S16	CELDA DE LLEGADA DETRANSFORMADOR - DOBLE BARRA - SUBESTACIÓN METALCLAD	115.716.000	30
N2S17	CELDA DE INTERCONEXIÓN O DE ACOPLA - DOBLE BARRA - SUBESTACIÓN METALCLAD	103.865.000	30
N2S18	CELDA DE MEDIDA O AUXILIARES - DOBLE BARRA - SUBESTACIÓN METALCLAD	102.405.000	30
N2S19	DUCTO BARRAS/CABLES LLEGADA TRANSFORMADOR - DOBLE BARRA - SUBESTACIÓN METALCLAD	58.129.000	30
N2S20	MÓDULO DE BARRAJE - BARRA SENCILLA TIPO 1	17.222.000	30
N2S21	MÓDULO DE BARRAJE - BARRA SENCILLA TIPO 2	23.803.000	30
N2S22	MÓDULO DE BARRAJE - BARRA SENCILLA TIPO 3	30.639.000	30
N2S23	MÓDULO DE BARRAJE - BARRA DOBLE TIPO 1	30.451.000	30

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA	VALOR INSTALADO [Dic 2007]	VIDA ÚTIL
N2S24	MÓDULO DE BARRAJE - BARRA DOBLE TIPO 2	44.082.000	30
N2S25	MÓDULO DE BARRAJE - BARRA DOBLE TIPO 3	57.201.000	30
N2S26	MÓDULO DE BARRAJE - BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO 1	30.451.000	30
N2S27	MÓDULO DE BARRAJE - BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO 2	44.082.000	30
N2S28	MÓDULO DE BARRAJE - BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO 3	57.201.000	30
N2S29	MÓDULO DE BARRAJE - SUBESTACIÓN REDUCIDA	14.239.000	30

Tabla 36 UC de líneas de nivel de nivel de tensión 4

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA	VALOR INSTALADO [Dic 2007]	VIDA ÚTIL
N4L1	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO SENCILLO - ESTRUCTURA CONCRETO - CONDUCTOR D-N4-1	203.914.000	40
N4L2	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO SENCILLO - ESTRUCTURA CONCRETO - CONDUCTOR D-N4-2	212.204.000	40
N4L3	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO SENCILLO - ESTRUCTURA CONCRETO - CONDUCTOR D-N4-3	231.231.000	40
N4L4	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO SENCILLO - ESTRUCTURA CONCRETO - CONDUCTOR D-N4-4	238.890.000	40
N4L5	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO SENCILLO - ESTRUCTURA CONCRETO - CONDUCTOR D-N4-1	161.668.000	40
N4L6	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO SENCILLO - ESTRUCTURA CONCRETO - CONDUCTOR D-N4-2	169.923.000	40
N4L7	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO SENCILLO - ESTRUCTURA CONCRETO - CONDUCTOR D-N4-3	206.539.000	40
N4L8	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO SENCILLO - ESTRUCTURA CONCRETO - CONDUCTOR D-N4-4	214.164.000	40
N4L9	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO DOBLE - ESTRUCTURA CONCRETO - CONDUCTOR D-N4-1	257.809.000	40
N4L10	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO DOBLE - ESTRUCTURA CONCRETO - CONDUCTOR D-N4-2	273.925.000	40
N4L11	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO DOBLE - ESTRUCTURA CONCRETO - CONDUCTOR D-N4-3	309.580.000	40
N4L12	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO DOBLE - ESTRUCTURA CONCRETO - CONDUCTOR D-N4-4	328.924.000	40
N4L13	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO DOBLE - ESTRUCTURA CONCRETO - CONDUCTOR D-N4-1	220.682.000	40
N4L14	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO DOBLE - ESTRUCTURA CONCRETO - CONDUCTOR D-N4-2	236.730.000	40
N4L15	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO DOBLE - ESTRUCTURA CONCRETO - CONDUCTOR D-N4-3	289.807.000	40
N4L16	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO DOBLE - ESTRUCTURA CONCRETO - CONDUCTOR D-N4-4	309.110.000	40
N4L17	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO SENCILLO - POSTE METÁLICO - CONDUCTOR D-N4-1	332.836.000	40
N4L18	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO SENCILLO - POSTE METÁLICO - CONDUCTOR D-N4-2	341.127.000	40
N4L19	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO SENCILLO - POSTE METÁLICO - CONDUCTOR D-N4-3	356.103.000	40
N4L20	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO SENCILLO - POSTE METÁLICO - CONDUCTOR D-N4-4	367.813.000	40
N4L21	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO SENCILLO - POSTE METÁLICO - CONDUCTOR D-N4-1	253.880.000	40
N4L22	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO SENCILLO - POSTE METÁLICO - CONDUCTOR D-N4-2	262.135.000	40
N4L23	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO SENCILLO - POSTE METÁLICO - CONDUCTOR D-N4-3	277.069.000	40
N4L24	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO SENCILLO - POSTE METÁLICO - CONDUCTOR D-N4-4	318.328.000	40
N4L25	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO DOBLE - POSTE METÁLICO - CONDUCTOR D-N4-1	386.398.000	40
N4L26	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO DOBLE - POSTE METÁLICO - CONDUCTOR D-N4-2	408.513.000	40
N4L27	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO DOBLE - POSTE METÁLICO - CONDUCTOR D-N4-3	438.169.000	40
N4L28	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO DOBLE - POSTE METÁLICO - CONDUCTOR D-N4-4	451.427.000	40
N4L29	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO DOBLE - POSTE METÁLICO - CONDUCTOR D-N4-1	312.431.000	40
N4L30	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO DOBLE - POSTE METÁLICO - CONDUCTOR D-N4-2	364.052.000	40
N4L31	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO DOBLE - POSTE METÁLICO - CONDUCTOR D-N4-3	393.625.000	40
N4L32	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO DOBLE - POSTE METÁLICO - CONDUCTOR D-N4-4	406.827.000	40
N4L33	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO SENCILLO - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N4-1	217.935.000	40
N4L34	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO SENCILLO - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N4-2	223.507.000	40
N4L35	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO SENCILLO - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N4-3	254.902.000	40
N4L36	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO SENCILLO - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N4-4	261.805.000	40
N4L37	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO SENCILLO - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N4-1	196.693.000	40
N4L38	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO SENCILLO - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N4-2	204.527.000	40
N4L39	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO SENCILLO - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N4-3	222.313.000	40
N4L40	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO SENCILLO - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N4-4	229.216.000	40
N4L41	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO DOBLE - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N4-1	311.045.000	40

BB

GH

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA	VALOR INSTALADO [SDic 2007]	VIDA ÚTIL
N4L42	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO DOBLE - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N4-2	326.814.000	40
N4L43	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO DOBLE - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N4-3	380.053.000	40
N4L44	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO DOBLE - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N4-4	393.900.000	40
N4L45	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO DOBLE - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N4-1	261.089.000	40
N4L46	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO DOBLE - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N4-2	276.756.000	40
N4L47	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO DOBLE - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N4-3	313.713.000	40
N4L48	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO DOBLE - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N4-4	327.519.000	40
N4L49	km DE LÍNEA - SUBTERRANEA	2.526.812.000	40
N4L50	km DE LÍNEA - SUBMARINA	1.643.678.000	40
N4L51	km DE LÍNEA - CONEXIÓN INTERNACIONAL - 138 kV	208.304.000	40
N4L52	km DE FIBRA ÓPTICA ADSS/OPGW	32.685.000	40

Tabla 37 UC de líneas de nivel de tensión 3

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA	VALOR INSTALADO [SDic 2007]	VIDA ÚTIL
N3L1	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO SENCILLO - POSTE CONCRETO - CONDUCTOR D-N3-1	77.632.000	40
N3L2	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO SENCILLO - POSTE CONCRETO - CONDUCTOR D-N3-2	83.028.000	40
N3L3	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO SENCILLO - POSTE CONCRETO - CONDUCTOR D-N3-3	89.152.000	40
N3L4	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO SENCILLO - POSTE CONCRETO - CONDUCTOR D-N3-1	44.215.000	40
N3L5	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO SENCILLO - POSTE CONCRETO - CONDUCTOR D-N3-2	51.500.000	40
N3L6	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO SENCILLO - POSTE CONCRETO - CONDUCTOR D-N3-3	59.767.000	40
N3L7	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO DOBLE - POSTE CONCRETO - CONDUCTOR D-N3-1	149.010.000	40
N3L8	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO DOBLE - POSTE CONCRETO - CONDUCTOR D-N3-2	159.765.000	40
N3L9	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO DOBLE - POSTE CONCRETO - CONDUCTOR D-N3-3	171.968.000	40
N3L10	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO DOBLE - POSTE CONCRETO - CONDUCTOR D-N3-1	84.438.000	40
N3L11	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO DOBLE - POSTE CONCRETO - CONDUCTOR D-N3-2	99.008.000	40
N3L12	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO DOBLE - POSTE CONCRETO - CONDUCTOR D-N3-3	115.542.000	40
N3L13	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO SENCILLO - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N3-1	63.709.000	40
N3L14	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO SENCILLO - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N3-2	70.994.000	40
N3L15	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO SENCILLO - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N3-3	79.261.000	40
N3L16	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO DOBLE - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N3-1	105.444.000	40
N3L17	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO DOBLE - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N3-2	120.015.000	40
N3L18	km LÍNEA RURAL - CIRCUITO DOBLE - TORRE METÁLICA - CONDUCTOR D-N3-3	136.549.000	40
N3L19	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO SENCILLO - POSTE > 20 m - CONDUCTOR D-N3-1	283.580.000	40
N3L20	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO SENCILLO - POSTE > 20 m - CONDUCTOR D-N3-2	288.957.000	40
N3L21	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO SENCILLO - POSTE > 20 m - CONDUCTOR D-N3-3	295.059.000	40
N3L22	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO DOBLE - POSTE > 20 m - CONDUCTOR D-N3-1	328.307.000	40
N3L23	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO DOBLE - POSTE > 20 m - CONDUCTOR D-N3-2	339.061.000	40
N3L24	km LÍNEA URBANA - CIRCUITO DOBLE - POSTE > 20 m - CONDUCTOR D-N3-3	351.264.000	40
N3L25	km LÍNEA URBANA - 3 FASES - SEMIAISLADA - CONDUCTOR SA-N3-1	102.748.000	40
N3L26	km LÍNEA URBANA - 3 FASES - SEMIAISLADA - CONDUCTOR SA-N3-2	144.078.000	40
N3L27	km CONDUCTOR SUBTERRANEO URBANO - 3 CABLES MONOPOLARES - CU AISLADO XLPE, 35 KV - 750 kernil	424.732.000	40
N3L28	km CONDUCTOR SUBTERRANEO URBANO - 3 CABLES MONOPOLARES - CU AISLADO XLPE, 35 KV - 500 kernil	323.807.000	40
N3L29	km CONDUCTOR SUBTERRANEO URBANO - 3 CABLES MONOPOLARES - CU AISLADO XLPE, 35 KV - 350 kernil	252.108.000	40
N3L30	km CONDUCTOR SUBTERRANEO URBANO - 3 CABLES MONOPOLARES - CU AISLADO XLPE, 35 KV - 4/0 AWG	194.042.000	40
N3L31	km CONDUCTOR SUBTERRANEO URBANO - 3 CABLES MONOPOLARES - CU AISLADO XLPE, 35 KV - 1/0 AWG	163.029.000	40
N3L32	km CANALIZACIÓN URBANA 4X6"	457.516.000	40
N3L33	km CANALIZACIÓN URBANA 6X6"	537.317.000	40

EF

AF

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

Tabla 38 UC de líneas de nivel de tensión 2.

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA	VALOR INSTALADO [Dic 2007]	VIDA ÚTIL
N2L1	km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 1 - 3 HILOS (3 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-1	56.124.000	30
N2L2	km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 1 - 3 HILOS (3 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-2	58.634.000	30
N2L3	km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 1 - 3 HILOS (3 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-3	64.622.000	30
N2L4	km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 1 - 3 HILOS (3 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-4	75.879.000	30
N2L5	km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 1 - 3 HILOS (3 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-5	95.701.000	30
N2L6	km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 2 - 3 HILOS (3 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-1	34.946.000	30
N2L7	km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 2 - 3 HILOS (3 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-2	37.456.000	30
N2L8	km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 2 - 3 HILOS (3 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-3	43.239.000	30
N2L9	km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 2 - 3 HILOS (3 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-4	54.701.000	30
N2L10	km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 2 - 3 HILOS (3 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-5	74.523.000	30
N2L11	km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 1 - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-1	68.718.000	30
N2L12	km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 1 - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-2	72.306.000	30
N2L13	km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 1 - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-3	80.285.000	30
N2L14	km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 1 - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-4	95.206.000	30
N2L15	km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 1 - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-5	121.530.000	30
N2L16	km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 2 - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-1	45.695.000	30
N2L17	km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 2 - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-2	49.282.000	30
N2L18	km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 2 - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-3	56.976.000	30
N2L19	km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 2 - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-4	72.183.000	30
N2L20	km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 2 - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-5	98.507.000	30
N2L21	km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 1 - 2 HILOS (2 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-1	49.190.000	30
N2L22	km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 1 - 2 HILOS (2 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-2	50.858.000	30
N2L23	km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 1 - 2 HILOS (2 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-4	62.309.000	30
N2L24	km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 2 - 2 HILOS (2 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-1	29.978.000	30
N2L25	km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 2 - 2 HILOS (2 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-2	31.647.000	30
N2L26	km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 2 - 2 HILOS (2 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-4	43.097.000	30
N2L27	km LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 1 - 3 HILOS (3 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-1	34.632.000	30
N2L28	km LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 1 - 3 HILOS (3 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-2	37.235.000	30
N2L29	km LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 1 - 3 HILOS (3 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-3	43.320.000	30
N2L30	km LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 1 - 3 HILOS (3 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-4	55.379.000	30
N2L31	km LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 1 - 3 HILOS (3 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-5	76.235.000	30
N2L32	km LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 2 - 3 HILOS (3 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-1	29.401.000	30
N2L33	km LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 2 - 3 HILOS (3 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-2	32.004.000	30
N2L34	km LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 2 - 3 HILOS (3 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-3	38.074.000	30
N2L35	km LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 2 - 3 HILOS (3 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-4	50.148.000	30
N2L36	km LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 2 - 3 HILOS (3 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-5	70.794.000	30
N2L37	km LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 1 - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-1	43.985.000	30
N2L38	km LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 1 - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-2	46.830.000	30
N2L39	km LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 1 - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-3	52.899.000	30
N2L40	km LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 1 - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-4	64.905.000	30
N2L41	km LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 1 - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-5	85.682.000	30
N2L42	km LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 2 - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-1	36.841.000	30
N2L43	km LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 2 - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-2	39.686.000	30
N2L44	km LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 2 - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-3	45.683.000	30
N2L45	km LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 2 - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-4	57.761.000	30
N2L46	km LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 2 - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-5	78.538.000	30
N2L47	km LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 2 - 2 HILOS (2 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-1	30.318.000	30
N2L48	km LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 2 - 2 HILOS (2 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-2	32.062.000	30
N2L49	km LÍNEA RURAL - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 2 - 2 HILOS (2 FASES, SIN NEUTRO) - CONDUCTOR D-N2-4	44.250.000	30

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA	VALOR INSTALADO [\$/Dic 2007]	VIDA ÚTIL
N2L50	km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 1 - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO) - CONDUCTOR SA-N2-1	111.106.000	30
N2L51	km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 1 - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO) - CONDUCTOR SA-N2-2	122.840.000	30
N2L52	km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 1 - 4 HILOS (3 FASES, CON NEUTRO) - CONDUCTOR SA-N2-3	135.765.000	30
N2L53	km LÍNEA URBANA - POSTE CONCRETO - VANO TIPO 1 - 2 HILOS (1 FASE, CON NEUTRO) - CONDUCTOR SA-N2-1	94.055.000	30
N2L54	km CONDUCTOR SUBTERRANEO URBANO - 3 CABLES MONOPOLARES - CU AISLADO XLP O EPR, 15 kV - 4 AWG	52.127.000	30
N2L55	km CONDUCTOR SUBTERRANEO URBANO - 3 CABLES MONOPOLARES - CU AISLADO XLP O EPR, 15 kV - 2 AWG	81.125.000	30
N2L56	km CONDUCTOR SUBTERRANEO URBANO - 3 CABLES MONOPOLARES - CU AISLADO XLP O EPR, 15 kV - 1/0 AWG	91.758.000	30
N2L57	km CONDUCTOR SUBTERRANEO URBANO - 3 CABLES MONOPOLARES - CU AISLADO XLP O EPR, 15 kV - 2/0 AWG	102.390.000	30
N2L58	km CONDUCTOR SUBTERRANEO URBANO - 3 CABLES MONOPOLARES - CU AISLADO XLP O EPR, 15 kV - 3/0 AWG	114.938.000	30
N2L59	km CONDUCTOR SUBTERRANEO URBANO - 3 CABLES MONOPOLARES - CU AISLADO XLP O EPR, 15 kV - 4/0 AWG	130.111.000	30
N2L60	km CONDUCTOR SUBTERRANEO URBANO - 3 CABLES MONOPOLARES - CU AISLADO XLP O EPR, 15 kV - 300 kcmil	166.586.000	30
N2L61	km CONDUCTOR SUBTERRANEO URBANO - 3 CABLES MONOPOLARES - CU AISLADO XLP O EPR, 15 kV - 350 kcmil	181.176.000	30
N2L62	km CONDUCTOR SUBTERRANEO URBANO - 3 CABLES MONOPOLARES - CU AISLADO XLP O EPR, 15 kV - 500 kcmil	228.877.000	30
N2L63	km CONDUCTOR SUBTERRANEO URBANO - 3 CABLES MONOPOLARES - AAAC AISLADO XLP O EPR, 15 kV - 500 kcmil	182.038.000	30
N2L64	km CONDUCTOR SUBTERRANEO URBANO - 3 CABLES MONOPOLARES - AAAC AISLADO XLP O EPR, 15 kV - 750 kcmil	251.252.000	30
N2L65	km CONDUCTOR SUBTERRANEO URBANO - 1 CABLE MONOPOLAR - CU AISLADO XLP O EPR, 15 kV - 1/0 AWG	30.586.000	30
N2L66	km CANALIZACIÓN URBANA 2X4"	224.811.000	30
N2L67	km CANALIZACIÓN URBANA 4X4"	278.426.000	30
N2L68	km CANALIZACIÓN URBANA 6X4"	340.573.000	30
N2L69	km CANALIZACIÓN URBANA 6X4" Y 3X6"	533.351.000	30

Tabla 39 UC de transformadores de conexión al STN

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA	COSTO DE INSTALACIÓN [\$/Dic 2007]	VALOR UNITARIO [\$/MVA Dic 2007]	VIDA ÚTIL
N5T1	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - CONEXIÓN AL STN - HASTA 10 MVA	161.846.000	54.795.000	30
N5T2	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - CONEXIÓN AL STN - DE 11 A 20 MVA	174.071.000	48.568.000	30
N5T3	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - CONEXIÓN AL STN - DE 21 A 40 MVA	234.809.000	44.500.000	30
N5T4	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - CONEXIÓN AL STN - DE 41 A 50 MVA	254.438.000	42.096.000	30
N5T5	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - CONEXIÓN AL STN - DE 51 A 60 MVA	267.152.000	40.902.000	30
N5T6	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - CONEXIÓN AL STN - 61-90 MVA	414.005.000	39.052.000	30
N5T7	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - CONEXIÓN AL STN - 91-100 MVA	438.082.000	37.640.000	30
N5T8	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - CONEXIÓN AL STN - 101-120 MVA	455.779.000	36.763.000	30
N5T9	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - CONEXIÓN AL STN - 121-150 MVA	484.711.000	35.538.000	30
N5T10	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - CONEXIÓN AL STN - 151-180 MVA	518.654.000	34.336.000	30
N5T11	AUTOTRANSFORMADOR MONOFÁSICO (OLTC) - CONEXIÓN AL STN - HASTA 20 MVA	171.525.000	48.603.000	30
N5T12	AUTOTRANSFORMADOR MONOFÁSICO (OLTC) - CONEXIÓN AL STN - 21-40 MVA	234.549.000	44.091.000	30
N5T13	AUTOTRANSFORMADOR MONOFÁSICO (OLTC) - CONEXIÓN AL STN - 41-50 MVA	251.540.000	39.057.000	30
N5T14	AUTOTRANSFORMADOR MONOFÁSICO (OLTC) - CONEXIÓN AL STN - 51-60 MVA	263.494.000	37.764.000	30
N5T15	AUTOTRANSFORMADOR MONOFÁSICO (OLTC) - CONEXIÓN AL STN - 61-90 MVA	408.773.000	35.760.000	30
N5T16	AUTOTRANSFORMADOR MONOFÁSICO (OLTC) - CONEXIÓN AL STN - 91-100 MVA	431.218.000	34.231.000	30
N5T17	AUTOTRANSFORMADOR MONOFÁSICO (OLTC) - CONEXIÓN AL STN - 101 - 120 MVA	447.662.000	33.281.000	30
N5T18	AUTOTRANSFORMADOR MONOFÁSICO (OLTC) - CONEXIÓN AL STN - 121 - 150 MVA	474.457.000	31.953.000	30
N5T19	TRANSFORMADOR TRIDEVANADO TRIFÁSICO(OLTC)-CONEXIÓN STN- HASTA 20 MVA	177.568.000	77.123.000	30
N5T20	TRANSFORMADOR TRIDEVANADO TRIFÁSICO(OLTC)-CONEXIÓN AL STN - 21-40 MVA	243.846.000	58.716.000	30
N5T21	TRANSFORMADOR TRIDEVANADO TRIFÁSICO(OLTC)-CONEXIÓN AL STN - 41-50 MVA	262.103.000	50.134.000	30
N5T22	TRANSFORMADOR TRIDEVANADO TRIFÁSICO(OLTC)-CONEXIÓN AL STN - 51- 60 MVA	275.341.000	47.929.000	30
N5T23	TRANSFORMADOR TRIDEVANADO TRIFÁSICO(OLTC)-CONEXIÓN AL STN - 61- 90 MVA	422.682.000	44.513.000	30
N5T24	TRANSFORMADOR TRIDEVANADO TRIFÁSICO(OLTC)-CONEXIÓN AL STN- 91-120 MVA	458.270.000	40.799.000	30
N5T25	TRANSFORMADOR TRIDEVANADO TRIFÁSICO(OLTC)CONEXIÓN AL STN- > 121MVA	471.952.000	38.021.000	30

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

Tabla 40 UC de transformadores de potencia

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA	COSTO DE INSTALACIÓN [\$/Dic 2007]	VALOR UNITARIO [\$/MVA Dic 2007]	VIDA ÚTIL
N4T1	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO DE ALTA EN EL NIVEL 4 - HASTA 5 MVA	152.592.000	95.390.000	30
N4T2	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO DE ALTA EN EL NIVEL 4 - DE 5 A 10 MVA	161.743.000	74.400.000	30
N4T3	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO DE ALTA EN EL NIVEL 4 - DE 11 A 15 MVA	172.110.000	64.011.000	30
N4T4	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO DE ALTA EN EL NIVEL 4 - DE 16 A 20 MVA	181.070.000	57.047.000	30
N4T5	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO DE ALTA EN EL NIVEL 4 - DE 21 A 30 MVA	192.852.000	49.593.000	30
N4T6	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO DE ALTA EN EL NIVEL 4 - DE 31 A 40 MVA	247.740.000	42.513.000	30
N4T7	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO DE ALTA EN EL NIVEL 4 - DE 41 A 50 MVA	261.206.000	37.201.000	30
N4T8	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO DE ALTA EN EL NIVEL 4 - DE 51 A 60 MVA	273.655.000	32.950.000	30
N4T9	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO DE ALTA EN EL NIVEL 4 - DE 61 A 80 MVA	416.987.000	29.569.000	30
N4T10	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO DE ALTA EN EL NIVEL 4 - DE 81 A 100 MVA	465.610.000	25.125.000	30
N4T11	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO DE ALTA EN EL NIVEL 4 - MAYOR A 100 MVA	470.974.000	20.350.000	30
N4T12	TRANSFORMADOR TRIDEVANADO TRIFÁSICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 4 - HASTA 5 MVA	153.214.000	107.134.000	30
N4T13	TRANSFORMADOR TRIDEVANADO TRIFÁSICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 4 - DE 6 A 10 MVA	164.096.000	86.212.000	30
N4T14	TRANSFORMADOR TRIDEVANADO TRIFÁSICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 4 - DE 11 A 20 MVA	180.004.000	72.187.000	30
N4T15	TRANSFORMADOR TRIDEVANADO TRIFÁSICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 4 - DE 21 A 30 MVA	198.017.000	59.343.000	30
N4T16	TRANSFORMADOR TRIDEVANADO TRIFÁSICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 4 - DE 31 A 40 MVA	253.892.000	50.807.000	30
N4T17	TRANSFORMADOR TRIDEVANADO TRIFÁSICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 4 - DE 41 A 50 MVA	268.073.000	44.404.000	30
N4T18	TRANSFORMADOR TRIDEVANADO TRIFÁSICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 4 - DE 51 A 60 MVA	281.030.000	39.278.000	30
N4T19	TRANSFORMADOR TRIDEVANADO TRIFÁSICO (OLTC) - ALTA NIVEL 4 - MAYOR A 60 MVA	282.338.000	33.289.000	30
N3T1	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (NLTC) - LADO ALTA NIVEL 3 - DE 0.5 A 2.5 MVA	96.712.000	53.376.000	30
N3T2	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (NLTC) - LADO ALTA NIVEL 3 - DE 2.6 A 6 MVA	103.303.000	47.184.000	30
N3T3	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 3 - DE 6.1 A 10 MVA	112.806.000	43.497.000	30
N3T4	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 3 - DE 11 A 15 MVA	126.108.000	40.679.000	30
N3T5	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 3 - DE 16 A 20 MVA	138.748.000	38.765.000	30
N3T6	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 3 - DE 21 A 30 MVA	157.082.000	36.717.000	30
N3T7	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (OLTC) - LADO ALTA NIVEL 3 - MAYOR A 31 MVA	208.869.000	34.070.000	30

Tabla 41 UC de equipos de compensación

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA	COSTO DE INSTALACIÓN [\$/Dic 2007]	VALOR UNITARIO [\$/kVar Dic 2007]	VIDA ÚTIL
N4CR1	COMPENSACIÓN REACTIVA - CADACIDAD FINAL MAYOR DE 3 A 6 MVar - NIVEL 4	31.883.000	16.740	30
N4CR2	COMPENSACIÓN REACTIVA - CADACIDAD FINAL MAYOR DE 6 A 12 MVar - NIVEL 4	36.038.000	14.820	30
N4CR3	COMPENSACIÓN REACTIVA - CADACIDAD FINAL MAYOR DE 12 A 18 MVar - NIVEL 4	42.492.000	13.550	30
N4CR4	COMPENSACIÓN REACTIVA - CADACIDAD FINAL MAYOR DE 18 A 54 MVar - NIVEL 4	73.560.000	13.130	30
N4CR5	COMPENSACIÓN REACTIVA - CADACIDAD FINAL MAYOR DE 54 A 90 MVar - NIVEL 4	130.401.000	13.130	30
N3CR1	COMPENSACIÓN REACTIVA - CADACIDAD FINAL MAYOR DE 1,2 A 2,4 MVar - NIVEL 3	21.112.000	20.740	30
N3CR2	COMPENSACIÓN REACTIVA - CADACIDAD FINAL MAYOR DE 2,4 A 5,4 MVar - NIVEL 3	22.833.000	17.980	30
N3CR3	COMPENSACIÓN REACTIVA - CADACIDAD FINAL MAYOR DE 5,4 A 14,4 MVar - NIVEL 3	26.589.000	15.920	30
N3CR4	COMPENSACIÓN REACTIVA - CADACIDAD FINAL MAYOR DE 14,4 A 28,8 MVar - NIVEL 3	48.879.000	15.920	30
N3CR5	COMPENSACIÓN REACTIVA - CADACIDAD FINAL MAYOR DE 28,8 A 43,2 MVar - NIVEL 3	71.680.000	15.920	30
N2CR1	COMPENSACIÓN REACTIVA - CADACIDAD FINAL MAYOR DE 90 A 180 kVar - NIVEL 2	10.525.000	35.930	30
N2CR2	COMPENSACIÓN REACTIVA - CADACIDAD FINAL MAYOR DE 180 A 360 kVar - NIVEL 2	10.608.000	31.810	30
N2CR3	COMPENSACIÓN REACTIVA - CADACIDAD FINAL MAYOR DE 360 A 600 kVar - NIVEL 2	11.641.000	28.490	30
N2CR4	COMPENSACIÓN REACTIVA - CADACIDAD FINAL MAYOR DE 600 A 1200 kVar - NIVEL 2	12.304.000	25.230	30
N2CR5	COMPENSACIÓN REACTIVA - CADACIDAD FINAL MAYOR DE 1200 A 2400 kVar - NIVEL 2	13.243.000	22.340	30
N2CR6	COMPENSACIÓN REACTIVA - CADACIDAD FINAL MAYOR DE 2400 A 3600 kVar - NIVEL 2	14.655.000	20.420	30

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

Tabla 42 UC de centros de control y calidad

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA	VALOR INSTALADO [SDic 2007]	VIDA ÚTIL
CCS1	SCADA TIPO 1	10.230.886.000	10
CCS2	SISTEMA DE MANEJO DE ENERGÍA: EMS TIPO 1	3.111.908.000	10
CCS3	SISTEMA DE GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN: DMS TIPO 1	1.346.228.000	10
CCS4	SISTEMA DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICO: GIS TIPO 1	1.874.446.000	10
CCS5	ENLACE ICCP TIPO 1	169.820.000	10
CCS6	SISTEMAS DE MEDIDA CALIDAD Y REGISTRO (DES-FES, PQ, kWh) TIPO 1	1.357.097.000	10
CCS7	SISTEMA DE COMUNICACIONES TIPO 1	1.044.178.000	10
CCS8	EDIFICIO DE CONTROL TIPO 1	1.030.524.000	30
CCS9	SCADA TIPO 2	5.341.312.000	10
CCS10	SISTEMA DE MANEJO DE ENERGÍA: EMS TIPO 2	1.624.656.000	10
CCS11	SISTEMA DE GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN: DMS TIPO 2	704.306.000	10
CCS12	SISTEMA DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICO: GIS TIPO 2	1.073.394.000	10
CCS13	ENLACE ICCP TIPO 2	88.659.000	10
CCS14	SISTEMAS DE MEDIDA CALIDAD Y REGISTRO (DES-FES, PQ, kWh) TIPO 2	704.772.000	10
CCS15	SISTEMA DE COMUNICACIONES TIPO 2	846.723.000	10
CCS16	EDIFICIO DE CONTROL TIPO 2	1.059.999.000	30
CCS17	SCADA TIPO 3	865.217.000	10
CCS18	SISTEMA DE MANEJO DE ENERGÍA: EMS TIPO 3	559.995.000	10
CCS19	SISTEMA DE GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN: DMS TIPO 3	242.257.000	10
CCS20	SISTEMA DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICO: GIS TIPO 3	256.793.000	10
CCS21	ENLACE ICCP TIPO 3	30.560.000	10
CCS22	SISTEMAS DE MEDIDA CALIDAD Y REGISTRO (DES-FES, PQ, kWh) TIPO 3	242.924.000	10
CCS23	SISTEMA DE COMUNICACIONES TIPO 3	291.853.000	10
CCS24	EDIFICIO DE CONTROL TIPO 3	785.177.000	30
CCS25	SCADA TIPO 4	477.554.000	10
CCS26	SISTEMA DE MANEJO DE ENERGÍA: EMS TIPO 4	145.257.000	10
CCS27	SISTEMA DE GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN: DMS TIPO 4	62.839.000	10
CCS28	SISTEMA DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICO: GIS TIPO 4	50.672.000	10
CCS29	ENLACE ICCP TIPO 4	7.927.000	10
CCS30	SISTEMAS DE MEDIDA CALIDAD Y REGISTRO (DES-FES, PQ, kWh) TIPO 4	63.012.000	10
CCS31	SISTEMA DE COMUNICACIONES TIPO 4	75.704.000	10
CCS32	EDIFICIO DE CONTROL TIPO 4	666.607.000	30

El tipo de centro de control se define de acuerdo con la siguiente clasificación:

Tabla 43 Clasificación 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, asignando a cada una de las UC relacionadas en la Tabla 48 con las que cuente el OR el número de señales por UC indicado.

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten signature]*

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

Tabla 44 UC de equipos de nivel de tensión 4

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA	VALOR INSTALADO [Diciembre 2007]	VIDA ÚTIL
N4EQ1	UNIDAD DE ADQUISICIÓN DE DATOS	74.373.000	10
N4EQ2	TRANSFORMADOR DE TENSIÓN NIVEL 4	33.967.000	40
N4EQ3	ARMARIO CONCENTRADOR (MARSHALL IN KIOSK)	9.776.000	40
N4EQ4	UNIDAD DE CALIDAD DE POTENCIA (PQ) CREG 024 DE 2005	14.907.000	10
N4EQ5	ENLACE DE COMUNICACIONES SATELITAL	11.776.000	10
N4EQ6	ENLACE DE COMUNICACIONES MICROONDAS	61.043.000	10
N4EQ7	ENLACE DE FIBRA ÓPTICA	14.080.000	10
N4EQ8	SISTEMA DE COMUNICACIONES POR ONDA PORTADORA	28.446.000	10
N4EQ9	SISTEMA DE TELEPROTECCIÓN	18.665.000	10
N4EQ10	INTERFACE DE USUARIO (IHM)	92.069.000	10
N4EQ11	UNIDAD TERMINAL REMOTA	149.672.000	10
N4EQ12	GATEWAY DE COMUNICACIONES	13.848.000	10

Tabla 45 UC de equipos de nivel de tensión 3

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA	VALOR INSTALADO [Diciembre 2007]	VIDA ÚTIL
N3EQ1	EQUIPO DE MEDIDA	568.000	15
N3EQ2	JUEGO DE CUCHILLAS PARA OPERACIÓN SIN CARGA NIVEL 3	788.000	30
N3EQ3	JUEGO DE PARARRAYOS NIVEL 3	546.000	30
N3EQ4	JUEGO DE SECCIONADORES TRIPOLAR BAJO CARGA NIVEL 3	29.773.000	30
N3EQ5	RECONECTADOR N3	73.482.000	30
N3EQ6	REGULADOR 36 KV	162.349.000	30
N3EQ7	SECCIONALIZADOR MANUAL BAJO CARGA	20.246.000	30
N3EQ8	SECCIONALIZADOR ELÉCTRICO (MOTORIZADO) N3	20.246.000	30
N3EQ9	TRANSICIÓN AÉREA - SUBTERRÁNEA N3	6.298.000	30
N3EQ10	TRANSFORMADOR DE PUESTA A TIERRA	108.471.000	30
N3EQ11	TRANSFORMADOR DE TENSIÓN NIVEL 3	11.346.000	30
N3EQ12	UNIDAD DE ADQUISICIÓN DE DATOS NIVEL 3	58.512.000	30
N3EQ13	ARMARIO CONCENTRADOR (MARSHALL IN KIOSK)	9.776.000	10
N3EQ14	UNIDAD DE CALIDAD DE POTENCIA (PQ) CREG 024 DE 2005	14.907.000	10
N3EQ15	INTERFACE DE USUARIO (IHM)	84.254.000	10
N3EQ16	GATEWAY DE COMUNICACIONES	13.848.000	10
N3EQ17	ENLACE DE COMUNICACIONES SATELITAL	11.776.000	10
N3EQ18	ENLACE DE COMUNICACIONES MICROONDAS	61.043.000	10
N3EQ19	ENLACE DE FIBRA ÓPTICA	14.080.000	10
N3EQ20	UNIDAD TERMINAL REMOTA	141.857.000	10
N3EQ21	SISTEMA DE TELEPROTECCIÓN	18.665.000	10
N3EQ22	JUEGO DE CORTACIRCUITOS NIVEL 3	533.000	30
N3EQ23	JUEGO DE PARARRAYOS NIVEL 3 (44 kV)	1.580.000	30
N3EQ24	TRANSICIÓN AÉREA - SUBTERRÁNEA N3 (44 kV)	6.775.000	30
N3EQ25	INDICADOR FALLA SUBTERRANEO NIVEL 3	2.118.000	30

Tabla 46 UC de equipos de nivel de tensión 2.

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA	VALOR INSTALADO [Diciembre 2007]	VIDA ÚTIL
N2EQ1	BARRAJE DE DERIVACIÓN SUBTERRANEO N2	1.603.000	30
N2EQ2	CAJA DE MANIOBRA N2, SUMERGIBLE CON CODOS	20.940.000	30

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

UC	DESCRIPCIÓN UNIDAD CONSTRUCTIVA	VALOR INSTALADO [Dic 2007]	VIDA ÚTIL
N2EQ3	CONTROL DE BANCOS DE CAPACITORES	3.074.000	30
N2EQ4	BANCO DE CONDENSADORES MONTAJE EN POSTE 150KVAR	7.882.000	30
N2EQ5	BANCO DE CONDENSADORES MONTAJE EN POSTE 300KVAR	13.834.000	30
N2EQ6	BANCO DE CONDENSADORES MONTAJE EN POSTE 450KVAR	19.786.000	30
N2EQ7	BANCO DE CONDENSADORES MONTAJE EN POSTE 600KVAR	25.737.000	30
N2EQ8	BANCO DE CONDENSADORES MONTAJE EN POSTE 900KVAR	37.641.000	30
N2EQ9	CORTACIRCUITOS 15 kV MONOFÁSICO	183.000	30
N2EQ10	EQUIPO DE MEDIDA	568.000	15
N2EQ11	INDICADOR FALLA MONOFÁSICO	610.000	30
N2EQ12	JUEGO DE CORTACIRCUITOS MONOFÁSICOS N2	443.000	30
N2EQ13	JUEGO DE CUCHILLAS PARA OPERACIÓN SIN CARGA	399.000	30
N2EQ14	PARARRAYOS MONOFÁSICOS	266.000	30
N2EQ15	JUEGO DE PARARRAYOS MONOFÁSICOS N2	371.000	30
N2EQ16	JUEGO DE SECCIONADORES TRIFÁSICO BAJO CARGA LÍNEAS	22.812.000	30
N2EQ17	JUEGO DE SECCIONADORES TRIFÁSICO BAJO CARGA S/E	22.657.000	30
N2EQ18	REGULADOR DE VOLTAJE TRIFÁSICOS DE DISTRIBUCIÓN	157.305.000	30
N2EQ19	REGULADOR DE VOLTAJE MONOFÁSICO HASTA 50 KVA	35.520.000	30
N2EQ20	REGULADOR DE VOLTAJE MONOFÁSICO HASTA 150 KVA	43.834.000	30
N2EQ21	REGULADOR DE VOLTAJE MONOFÁSICO HASTA 276 KVA	52.684.000	30
N2EQ22	REGULADOR DE VOLTAJE MONOFÁSICO HASTA 500 KVA	82.698.000	30
N2EQ23	REGULADOR DE VOLTAJE MONOFÁSICO HASTA 1000 KVA	128.988.000	30
N2EQ24	SECCIONADOR MONOPOLAR 14.4 KV	2.955.000	30
N2EQ25	SECCIONADOR TRIFÁSICO VACÍO	17.323.000	30
N2EQ26	SECCIONALIZADOR CON CONTROL INTELIGENTE, 400A	20.246.000	30
N2EQ27	SECCIONALIZADOR ELÉCTRICO, 400 A - EN SF6	17.323.000	30
N2EQ28	SECCIONALIZADOR MOTORIZADO N2	20.246.000	30
N2EQ29	SECCIONALIZADOR MANUAL (BAJO CARGA), 400 A	17.323.000	30
N2EQ30	INTERRUPTOR EN AIRE BAJO CARGA	11.363.000	30
N2EQ31	TRANSICIÓN AÉREA - SUBTERRÁNEA N2	5.327.000	30
N2EQ32	UNIDAD DE ADQUISICIÓN DE DATOS NIVEL 2	58.512.000	10
N2EQ33	ARMARIO CONCENTRADOR (MARSHALL IN KIOSK)	9.776.000	30
N2EQ34	UNIDAD DE CALIDAD DE POTENCIA (PQ) CREG 024 DE 2005	14.907.000	10
N2EQ35	RECONECTADOR N2	42.362.000	30
N2EQ36	INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA EN SF6 N2	69.422.000	30
N2EQ37	TRANSFORMADOR DE PUESTA A TIERRA	108.471.000	30
N2EQ38	TRANSFORMADOR DE TENSIÓN NIVEL 2	5.699.000	30

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

Tabla 47 Áreas típicas reconocidas para terrenos de las UC

**SUBESTACIONES CONVENCIONALES NIVEL DE TENSIÓN 4**

CONFIGURACIÓN	BAHÍA DE LÍNEA [m <sup>2</sup> ]	BAHÍA TRANSFORMADOR [m <sup>2</sup> ]	BAHÍA ACOPLÉ, SECCIONAMIENTO, TRANSFERENCIA [m <sup>2</sup> ]	MÓDULO COMÚN TIPO 1 [m <sup>2</sup> ]	MÓDULO COMÚN TIPO 2 [m <sup>2</sup> ]	MÓDULO COMÚN TIPO 3 [m <sup>2</sup> ]	MÓDULO COMÚN TIPO 4 [m <sup>2</sup> ]
BARRA SENCILLA	270	290	0	960	2100	3060	3760
DOBLE BARRA	405	435	405	1260	2760	4260	5260
DOBLE BARRA MAS BYPASS	405	435	405	1260	2760	4260	5260
BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA	405	435	405	1260	2760	4260	5260
INTRERRUPTOR Y MEDIO	440	540	0	0	3110	4820	5260
ANILLO	360	510	0	0	2260	3460	

**SUBESTACIONES ENCAPSULADAS NIVEL DE TENSIÓN 4**

CONFIGURACIÓN	BAHÍA DE LÍNEA [m <sup>2</sup> ]	BAHÍA TRANSFORMADOR [m <sup>2</sup> ]	MÓDULO COMÚN [m <sup>2</sup> ]
BARRA SENCILLA	30	30	60
DOBLE BARRA	40	50	60

**SUBESTACIONES CONVENCIONALES NIVEL DE TENSIÓN 3**

CONFIGURACIÓN	BAHÍA DE LÍNEA [m <sup>2</sup> ]	BAHÍA TRANSFORMADOR [m <sup>2</sup> ]	BAHÍA ACOPLÉ, SECCIONAMIENTO, TRANSFERENCIA [m <sup>2</sup> ]	MÓDULO COMÚN TIPO 1 [m <sup>2</sup> ]	MÓDULO COMÚN TIPO 2 [m <sup>2</sup> ]	MÓDULO COMÚN TIPO 3 [m <sup>2</sup> ]
TODAS LAS CONFIGURACIONES	100	120	100	670	1330	1990

**SUBESTACIONES CONVENCIONALES REDUCIDAS NIVEL DE TENSIÓN 3**

CONFIGURACIÓN	BAHÍA DE LÍNEA [m <sup>2</sup> ]	BAHÍA TRANSFORMADOR [m <sup>2</sup> ]	MÓDULO COMÚN [m <sup>2</sup> ]
TODAS LAS CONFIGURACIONES	40	60	160

**SUBESTACIONES REDUCIDAS TIPO RURAL NIVEL DE TENSIÓN 3**

CONFIGURACIÓN	BAHÍA TRANSFORMADOR [m <sup>2</sup> ]
TODAS LAS CONFIGURACIONES	70

**SUBESTACIONES ENCAPSULADAS Y METALCLAD NIVEL DE TENSIÓN 3**

CONFIGURACIÓN	MÓDULO COMÚN [m <sup>2</sup> ]
TODAS LAS CONFIGURACIONES	60

**SUBESTACIONES CONVENCIONALES NIVEL DE TENSIÓN 2**

CONFIGURACIÓN	BAHÍA DE LÍNEA [m <sup>2</sup> ]	BAHÍA TRANSFORMADOR [m <sup>2</sup> ]
TODAS LAS CONFIGURACIONES	16	18

**TRANSFORMADORES**

CONFIGURACIÓN	CONEXIÓN AL STN [m <sup>2</sup> ]	LADO DE ALTA EN EL NIVEL 4 [m <sup>2</sup> ]	LADO DE ALTA EN EL NIVEL 3 [m <sup>2</sup> ]
BANCOS MONOFÁSICOS	160	70	20
TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS	60	30	10

**CENTROS DE CONTROL**

CONFIGURACIÓN	[m <sup>2</sup> ]
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 48 área reconocida por componente para el edificio de control de subestaciones

ITEM	ÁREA RECONOCIDA [m <sup>2</sup> ]
ÁREAS GENERALES S/E NIVEL 4 - AG <sub>4,s</sub>	75
ÁREAS GENERALES S/E NIVEL 3 - AG <sub>3,s</sub>	56,25
BAHÍA - ABh	11,25
CELDA - ACe	7,5

Tabla 49 Señales por unidad constructiva

UC	DESCRIPCIÓN UC	SEÑALES POR UC
N4S1	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	108
N4S2	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	160
N4S3	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO CONVENCIONAL	108
N4S4	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO CONVENCIONAL	160
N4S5	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE CON BY PASS - TIPO CONVENCIONAL	108
N4S6	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE CON BY PASS - TIPO CONVENCIONAL	160

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

UC	DESCRIPCIÓN UC	SEÑALES POR UC
N4S7	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	108
N4S8	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	160
N4S9	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN INTERRUPTOR Y MEDIO - TIPO CONVENCIONAL	162
N4S10	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN INTERRUPTOR Y MEDIO - TIPO CONVENCIONAL	240
N4S11	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN EN ANILLO - TIPO CONVENCIONAL	162
N4S12	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN EN ANILLO - TIPO CONVENCIONAL	240
N4S13	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO ENCAPSULADA (SF6)	108
N4S14	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO ENCAPSULADA(SF6)	160
N4S15	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO ENCAPSULADA (SF6)	108
N4S16	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO ENCAPSULADA(SF6)	160
N4S17	BAHÍA DE MANIOBRA - (ACOPLE - TRANSFERENCIA O SECCIONAMIENTO) - TIPO CONVENCIONAL	108
N4S18	BAHÍA DE MANIOBRA - TIPO ENCAPSULADA (SF6)	108
N3S1	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA -TIPO CONVENCIONAL	60
N3S2	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	90
N3S3	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO CONVENCIONAL	60
N3S4	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO CONVENCIONAL	90
N3S5	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	60
N3S6	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	90
N3S7	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO ENCAPSULADA (SF6)	60
N3S8	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO ENCAPSULADA (SF6)	90
N3S9	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO ENCAPSULADA (SF6)	60
N3S10	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO ENCAPSULADA (SF6)	90
N3S11	CELDA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN TIPO METALCLAD	60
N3S12	CELDA DE TRANSFORMADOR O ACOPLE - SUBESTACIÓN TIPO METALCLAD	60
N3S13	BAHÍA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN CONVENCIONAL REDUCIDA - TIPO 1	60
N3S14	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - SUBESTACIÓN CONVENCIONAL REDUCIDA - TIPO 1	90
N3S15	BAHÍA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN CONVENCIONAL REDUCIDA - TIPO 2	60
N3S16	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - SUBESTACIÓN CONVENCIONAL REDUCIDA - TIPO 2	90
N3S17	BAHÍA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN REDUCIDA	60
N3S18	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - SUBESTACIÓN REDUCIDA	90
N3S19	BAHÍA DE ACOPLE - TIPO CONVENCIONAL	60
N3S20	BAHÍA DE ACOPLE - TIPO ENCAPSULADA (SF6)	60
N2S1	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	60
N2S2	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA - TIPO CONVENCIONAL	90
N2S3	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO CONVENCIONAL	60
N2S4	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE - TIPO CONVENCIONAL	90
N2S5	BAHÍA DE LÍNEA - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	60
N2S6	BAHÍA DE TRANSFORMADOR - CONFIGURACIÓN BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	90
N2S7	BAHÍA DE LÍNEA - SUBESTACIÓN REDUCIDA	60
N2S8	BAHÍA DE ACOPLE O SECCIONAMIENTO (CONFIGURACIONES EN QUE APLICA) - TIPO CONVENCIONAL	60
N2S9	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	60
N2S10	CELDA DE LLEGADA DETRANSFORMADOR - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	60
N2S11	CELDA DE INTERCONEXIÓN O DE ACOPLE - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	60
N2S12	CELDA DE MEDIDA O AUXILIARES - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	30
N2S13	GABINETE PROTECCIÓN DE BARRAS - SUBESTACIÓN METALCLAD	30
N2S14	DUCTO DE BARRAS O CABLES LLEGADA TRANSFORMADOR - BARRA SENCILLA - SUBESTACIÓN METALCLAD	30
N2S15	CELDA DE SALIDA DE CIRCUITO - DOBLE BARRA - SUBESTACIÓN METALCLAD	60
N2S16	CELDA DE LLEGADA DETRANSFORMADOR - DOBLE BARRA - SUBESTACIÓN METALCLAD	90
N2S17	CELDA DE INTERCONEXIÓN O DE ACOPLE - DOBLE BARRA - SUBESTACIÓN METALCLAD	60
N2S18	CELDA DE MEDIDA O AUXILIARES - DOBLE BARRA - SUBESTACIÓN METALCLAD	30

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

### 15.2 COSTOS ACTIVOS DE NIVEL DE TENSIÓN 1.

Los costos para la valoración de activos de nivel de tensión 1 son los siguientes, los valores corresponden a pesos de diciembre de 2007.

Tabla 50 Costo DDP de conductores

DESCRIPCIÓN DEL CONDUCTOR			COSTO DDP [\$/m]	DESCRIPCIÓN DEL CONDUCTOR			COSTO DDP [\$/m]	DESCRIPCIÓN DEL CONDUCTOR			COSTO DDP [\$/m]
TIPO	MATERIAL	CALIBRE		TIPO	MATERIAL	CALIBRE		TIPO	MATERIAL	CALIBRE	
AISLADO	ALUMINIO	< 6	515	DESNUDO	ALUMINIO	14	545	TRENZADO	ALUMINIO	< 6	2.060
AISLADO	ALUMINIO	4	890	DESNUDO	ALUMINIO	12	585	TRENZADO	ALUMINIO	4	3.195
AISLADO	ALUMINIO	2	1.490	DESNUDO	ALUMINIO	10	645	TRENZADO	ALUMINIO	2	5.370
AISLADO	ALUMINIO	1	1.915	DESNUDO	ALUMINIO	8	745	TRENZADO	ALUMINIO	1/0	8.835
AISLADO	ALUMINIO	1/0	2.450	DESNUDO	ALUMINIO	6	900	TRENZADO	ALUMINIO	2/0	11.805
AISLADO	ALUMINIO	2/0	3.120	DESNUDO	ALUMINIO	4	1.150	TRENZADO	ALUMINIO	4/0	18.215
AISLADO	ALUMINIO	3/0	3.965	DESNUDO	ALUMINIO	2	1.795	TRENZADO	COBRE	12	3.635
AISLADO	ALUMINIO	4/0	5.030	DESNUDO	ALUMINIO	1	1.825	TRENZADO	COBRE	10	4.825
AISLADO	ALUMINIO	250	5.965	DESNUDO	ALUMINIO	1/0	2.335	TRENZADO	COBRE	8	7.125
AISLADO	ALUMINIO	6/0	6.650	DESNUDO	ALUMINIO	2/0	2.775	TRENZADO	COBRE	6	10.770
AISLADO	ALUMINIO	350	8.575	DESNUDO	ALUMINIO	3/0	3.175	TRENZADO	COBRE	4	16.570
AISLADO	COBRE	< 12	910	DESNUDO	ALUMINIO	4/0	4.045	TRENZADO	COBRE	2	25.800
AISLADO	COBRE	10	1.305	DESNUDO	ALUMINIO	6/0	4.945	TRENZADO	COBRE	1/0	40.470
AISLADO	COBRE	8	1.940	DESNUDO	ALUMINIO	180	5.555	TRENZADO	COBRE	2/0	53.040
AISLADO	COBRE	6	2.945	DESNUDO	ALUMINIO	336	5.930				
AISLADO	COBRE	4	4.545	DESNUDO	COBRE	< 10	965				
AISLADO	COBRE	2	7.085	DESNUDO	COBRE	8	1.960				
AISLADO	COBRE	1	8.875	DESNUDO	COBRE	6	3.440				
AISLADO	COBRE	1/0	11.130	DESNUDO	COBRE	4	4.405				
AISLADO	COBRE	2/0	13.970	DESNUDO	COBRE	2	7.620				
AISLADO	COBRE	3/0	17.555	DESNUDO	COBRE	1/0	11.475				
AISLADO	COBRE	4/0	22.075	DESNUDO	COBRE	1	12.700				
AISLADO	COBRE	250	26.035	DESNUDO	COBRE	2/0	13.695				
AISLADO	COBRE	6/0	28.920	DESNUDO	COBRE	6/0	18.165				
AISLADO	COBRE	300	31.200	DESNUDO	COBRE	750	31.110				
AISLADO	COBRE	350	36.150								
AISLADO	COBRE	400	41.530								
AISLADO	COBRE	500	51.845								

Tabla 51 Costo DDP de estructuras de apoyo

ALTURA [m]	CONCRETO	MADERA	METÁLICO
8	232.210	163.730	749.095
10	289.610	255.240	852.605

Para postes con altura hasta de 9 m se utiliza el valor del poste de 8 m, para postes con altura hasta de 11 m, se utiliza el valor del poste de 10 m.

Los postes de la muestra con altura igual o mayor a 12 m no se valoran ya que se entiende que son compartidos y se reconocen en el nivel de tensión 2.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

El costo de los postes corresponde al costo ponderado de estructuras de suspensión y retención.

Tabla 52 Costo DDP de transformadores

No. FASES	CAPACIDAD [kVA]	TIPO	COSTO DDP	No. FASES	CAPACIDAD [kVA]	TIPO	COSTO DDP
MONOFÁSICO	5	ÁEREO	1.185.005	TRIFÁSICO	45	PEDESTAL	7.078.568
MONOFÁSICO	7,5	ÁEREO	1.350.225	TRIFÁSICO	75	PEDESTAL	8.051.515
MONOFÁSICO	10	ÁEREO	1.515.440	TRIFÁSICO	112,5	PEDESTAL	9.267.705
MONOFÁSICO	15	ÁEREO	1.845.880	TRIFÁSICO	225	PEDESTAL	12.916.270
MONOFÁSICO	25	ÁEREO	2.506.755	TRIFÁSICO	250	PEDESTAL	13.727.065
MONOFÁSICO	37,5	ÁEREO	3.332.850	TRIFÁSICO	300	PEDESTAL	15.348.650
MONOFÁSICO	50	ÁEREO	4.158.945	TRIFÁSICO	400	PEDESTAL	18.591.820
MONOFÁSICO	75	ÁEREO	5.811.135	TRIFÁSICO	500	PEDESTAL	21.834.990
TRIFÁSICO	15	ÁEREO	2.808.440	TRIFÁSICO	630	PEDESTAL	26.051.110
TRIFÁSICO	20	ÁEREO	3.110.230	TRIFÁSICO	1000	PEDESTAL	38.050.840
TRIFÁSICO	30	ÁEREO	3.713.805	TRIFÁSICO	45	SUBESTACIÓN	9.425.630
TRIFÁSICO	45	ÁEREO	4.619.170	TRIFÁSICO	75	SUBESTACIÓN	10.742.465
TRIFÁSICO	50	ÁEREO	4.920.960	TRIFÁSICO	112,5	SUBESTACIÓN	12.388.510
TRIFÁSICO	75	ÁEREO	6.429.900	TRIFÁSICO	150	SUBESTACIÓN	14.034.555
TRIFÁSICO	112,5	ÁEREO	8.693.315	TRIFÁSICO	225	SUBESTACIÓN	17.326.640
TRIFÁSICO	150	ÁEREO	10.956.730	TRIFÁSICO	250	SUBESTACIÓN	18.424.005
				TRIFÁSICO	300	SUBESTACIÓN	20.618.730
				TRIFÁSICO	400	SUBESTACIÓN	25.008.180
				TRIFÁSICO	500	SUBESTACIÓN	29.397.630
				TRIFÁSICO	630	SUBESTACIÓN	35.103.910
				TRIFÁSICO	1000	SUBESTACIÓN	51.344.875

Tabla 53 Costo instalado de cajas para redes subterráneas

TIPO CAJA	VALOR INSTALADO
SENCILLA	1.142.990
DOBLE	2.826.175
ALUMBRADO	692.280
TELEFONO	1.142.990

Tabla 54 Costo instalado de canalizaciones

NÚMERO DE DUCTOS	VALOR INSTALADO [\$/m]	NÚMERO DE DUCTOS	VALOR INSTALADO [\$/m]
1	93.190	11	368.775
2	93.190	12	368.775
3	138.980	13	461.970
4	138.980	14	461.970
5	184.390	15	507.755
6	184.390	16	507.755
7	277.580	17	553.165
8	277.580	18	553.165
9	323.365	20	646.355
10	323.365	24	737.550

EF

46

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"

Tabla 55 Costo de instalación de conductores

TIPO CONDUCTOR/CALIBRE	AEREO URBANO [\$/m]	ÁEREO RURAL [\$/m]	SUBTERRANEO URBANO [\$/m]
AISLADO/DESNUDO < 1/0	890	1.715	820
AISLADO/DESNUDO >= 1/0	1.010	2.040	965
TRENZADO	3.605	4.890	2.955

Tabla 56 Accesorios y costos de instalación de postes

TIPO	ACCESORIOS		INSTALACIÓN POSTES	
	RED COMÚN	RED TRENZADA	URBANO	RURAL
SUSPENSIÓN	29.688	23.996	225.618	304.053
RETENCIÓN	57.906	31.747	230.369	308.629

Tabla 57 Costos de instalación de transformadores

No. FASES	CAPACIDAD [kVA]	TIPO	URBANO	RURAL
MONOFÁSICO	<= 30	ÁEREO	2.415.600	2.845.335
MONOFÁSICO	> 30	ÁEREO	2.451.145	2.897.375
TRIFÁSICO	<= 100	ÁEREO	2.566.840	3.001.455
TRIFÁSICO	> 100	ÁEREO	2.605.400	3.105.540
TRIFÁSICO	<= 500	PEDESTAL	20.935.560	20.935.560
TRIFÁSICO	> 500	PEDESTAL	21.285.985	21.285.985
TRIFÁSICO	<= 500	SUBESTACIÓN	46.295.710	46.295.710
TRIFÁSICO	> 500	SUBESTACIÓN	50.886.615	50.886.615

Los valores presentados en la Tabla 56 incluyen el costo de los accesorios y el costo de instalación de los transformadores.

Tabla 58 Costo otros elementos

ELEMENTO	VALOR INSTALADO
PALOMILLA	19.545
PUESTA A TIERRA	115.840
CAJA DERIVACIÓN ACOMETIDAS	115.520

Las cajas de derivación de acometidas se reconocen únicamente en redes aéreas con conductor trenzado, se asocia una sola caja por transformador.

AS  
C.  
ff

GH