

**DISEÑO DE UNA HERRAMIENTA INTERACTIVA EN EXCEL PARA LA
EXPLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN DE LA
ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA –
CREG 015 DE 2018**

CLAUDIA MARCELA PINZÓN CUBIDES

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2019**

**DISEÑO DE UNA HERRAMIENTA INTERACTIVA EN EXCEL PARA LA
EXPLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN DE LA
ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA –
CREG 015 DE 2018**

CLAUDIA MARCELA PINZÓN CUBIDES

**TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR EL TÍTULO DE INGENIERA
ELECTRICISTA**

Director:

**JAIME GALINDO CÁRDENAS.
MSC. INGENIERO ELECTRICISTA**

Codirector:

**ÓSCAR ARNULFO QUIROGA QUIROGA
Dr. INGENIERO ELECTRICISTA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA**

2019

DEDICATORIA

Les quiero dedicar este triunfo a:

A mi madre Martha Lucia Cubides Fajardo porque fue mi fortaleza, mi ejemplo a seguir, por su ternura, por cuidarme y amarme hasta el último día su vida.

A mi padre que me enseñó que con sacrificio y esfuerzo todo es posible, por apoyarme incluso cuando no sabía cómo y sobre todo por estar ahí.

A mis hermanos Oscar, Jonathan y Juan David porque son mi motor, mis ganas de salir adelante y especialmente a mi hermana Sandra que me cuidó cuando mi mamá ya no estaba.

A mi abuela Anastasia que se convirtió en mi segunda mamá e hizo de su casa mi casa.

A mis tíos, especialmente a Yamid, Maicol, Juvenal, Miguel y Ly, que me brindaron la ternura de su corazón, me apoyaron y siempre creyeron en mí.

A mis angelitos que desde el cielo me apoyan y me brindan su luz cuando todo está oscuro.

A mi prima Claire Cubides por ser mi amiga, mi compañera de locuras y mi confidente.

AGRADECIMIENTOS

A Nicolás López que se convirtió en mi hermano, confidente y mejor amigo, que nunca me ha abandonado por más complicado y cansón que hubiera sido la situación.

A Cristian Leonardo Angulo que me dio incontables lecciones de humildad, que me llevo a ver al Atlético Bucaramanga por primera vez, que me ayudo a reír de nuevo y me enseñó la importancia de vivir al máximo.

A Víctor Luque con el que tengo varias anécdotas de la carrera, con él varias veces trasnochamos y nos reímos, un gran amigo y excelente persona.

A Estelmar, Laura López, Milena Casas y Yuliana porque son mujeres extraordinarias, que me enseñaron que la amistad sobrepasa distancias y tiempo, con las que lloré y reí, las que considero mis hermanas, amigas y mamá a la vez.

A Leidy, Kendy, Lizeth, Luisa y Alejandra porque son mujeres muy valiosas, por esas tardes de tertulias, por esas largas noches de estudio, por ella, porque conseguir esto sin ellas nada sería igual.

A mis amigos de centro estudios Juan Carlos, Laura, Erica, Andres, Gabriela y Jhonnys con los que compartí esa gran experiencia y forjamos una gran amistad.

A mi equipo mi director de trabajo de grado Jaime Galindo y codirector Oscar Quiroga por su apoyo y guía en este proceso.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	13
1. OBJETIVOS.....	19
1.1 OBJETIVO GENERAL	19
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	19
2. REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LOS ÚLTIMOS AÑOS EN COLOMBIA.....	20
2.1 Aspectos generales de la resolución CREG 031 de 1997.....	22
2.2 Aspectos generales de la resolución CREG 099 DE 1997	23
2.3 Aspectos generales de la resolución CREG 070 DE 1998	24
2.4 Aspectos generales de la resolución CREG 082 DE 2002	25
2.5 Aspectos generales de la resolución CREG 119 DE 2007	27
2.6 Aspectos generales de la resolución CREG 097 DE 2008	29
3. ASPECTOS IMPORTANTES DE LA METODOLOGÍA PARA LA REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN – RESOLUCIÓN CREG 015 DE 2018.....	32
3.1 Inversiones y planes de inversión	35
3.2 Gastos en administración, operación y mantenimiento.	35
3.3 Calidad del servicio	37
3.4 Pérdidas de energía eléctrica.....	44
4. HERRAMIENTA RAD015	49
4.1 Organización de la actividad de distribución.	50
4.2 Componentes de la remuneración	55
4.3 Tablas de la resolución CREG 015 de 2018.	59
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	62
5.1 Conclusiones.....	62

5.2 Recomendaciones.....	64
BIBLIOGRAFÍA.....	65

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Nivel de tensión de la actividad de distribución.....	16
Tabla 2. Porcentaje de pérdidas de energía eléctrica reconocidas por nivel de tensión.	27
Tabla 3 Evolución de la metodología de remuneración	31

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1 Cadena de valor del sector eléctrico colombiano.	14
Figura 2. Línea de tiempo de las resoluciones para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica.	21
Figura 3. Contenido de la Resolución CREG 099 de 1997.	23
Figura 4. Contenido de la Resolución CREG 082 de 2002.	26
Figura 5. Contenido de la Resolución CREG 097 de 2008.	29
Figura 6. Aspectos en lo que se basó la resolución CREG 015 de 2018.	33
Figura 7. Metas establecidas de la resolución CREG 015 de 2018.	34
Figura 8. Características para la remuneración de los planes de reducción de pérdidas.	46
Figura 9. Esquema de la herramienta RAD015.	49
Figura 10. Presentación de la herramienta RAD015.	50
Figura 11. Organización de la actividad de distribución de energía eléctrica parte I.	52
Figura 12. Organización de la actividad de distribución de energía eléctrica parte II.	53
Figura 13. Enlace entre Excel y Word.	54
Figura 14. Aspectos de la CREG 015 de 2018.	55
Figura 15. Componentes de la Resolución CREG 015 de 2018.	56
Figura 16. Tres tipos de diagramas de la herramienta RAD015.	57
Figura 17. Ejemplo de funcionamiento de la herramienta RAD015.	58
Figura 18. Concepto de la UC.	59
Figura 19. Tablas de las Unidades Constructivas.	60
Figura 20. Herramienta que permite al usuario navegar por sus módulos.	61

RESUMEN

TITLE: DISEÑO DE UNA HERRAMIENTA INTERACTIVA EN EXCEL PARA LA EXPLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – CREG 015 DE 2018*.

AUTOR CLAUDIA MARCELA PINZÓN CUBIDES**

PALABRAS CLAVES: CREG, RESOLUCIÓN, HERRAMIENTA RAD015.

DESCRIPCIÓN:

Se diseñó una herramienta interactiva para explicar la metodología de la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional, esta herramienta tiene el nombre de RAD015 la cual proviene de la Remuneración de la Actividad de Distribución y 015 que hace alusión a la resolución CREG 015 de 2018, está diseñada en Excel, Word y Power Point y se conectan por medio de hipervínculos. Esta herramienta está conformada por tres módulos: 1). Organización de la actividad de distribución, 2). Componentes de la remuneración y 3). Tablas de la resolución CREG 015 de 2018

El módulo de la organización de la actividad de distribución tiene como objetivos resaltar los aspectos que influyen considerablemente en la actividad de distribución, esto fue desarrollado por medio de mapas conceptuales los cuales ayudan que los usuarios captan información.

El módulo de los componentes de la remuneración está conformado por tres fases. La primera es donde se encuentra todos los componentes de la resolución CREG 015, la segunda es la estructura de cada uno de sus componentes y la última son presentación de Power Point donde se explica las fórmulas de esta resolución.

El Módulo de las tablas de la resolución CREG 015 de 2018 es donde se encuentran las tablas de las Unidades Constructivas y busca que el usuario pueda obtener el presupuesto en el momento que se requiera.

**Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Director: Jaime Galindo Cardenas, Electrical Engineer, MSC. Codirector: Óscar Arnulfo Quiroga Quiroga, Electrical Engineer, Ph.D.

ABSTRACT

TITLE: DESIGN OF AN INTERACTIVE TOOL IN EXCEL TO EXPLAIN THE REMUNERATION METHODOLOGY OF THE ACTIVITY OF ENERGY DISTRIBUTION – CREG 015 OF 2018*.

AUTHOR: CLAUDIA MARCELA PINZÓN CUBIDES**

KEYWORDS: CREG, RESOLUTION, TOOL RAD015.

DESCRIPTION:

An interactive tool was designed to explain the methodology for the remuneration of the electrical energy distribution activity in the National Interconnected System, this tool is called RAD015 which comes from the Remuneration of the Distribution Activity (by its acronym in Spanish) and 015 which refers to resolution CREG 015 of 2018, it is designed in Excel, Word and Power Point and this are connected through hyperlinks. This tool is divided into three modules: 1). Organization of the distribution activity, 2). Components of remuneration and 3). Tables of resolution CREG 015 of 2018

The distribution activity organization module aims to highlight the aspects that considerably influence the distribution activity, this was developed through conceptual maps which help users capture information.

The remuneration components module is constituted by three phases. The first is where all the components of resolution CREG 015 are located, the second is the structure of each one of its components and the last is Power Point presentation where the formulas of this resolution are explained.

The Module of the CREG 015 of 2018 resolution tables is where the tables of the Constructive Units are located and seeks that the user can obtain the budget at the moment it is required.

*Degree project

**Faculty of Physico-Mechanical Engineering. School of Electrical Engineering, Electronics and Telecommunications. Director: Jaime Galindo Cardenas, Electrical Engineer, MSC. Codirector: Óscar Arnulfo Quiroga Quiroga, Electrical Engineer, Ph.D.

INTRODUCCIÓN

En Colombia, “la prestación del servicio de energía eléctrica se inició a finales del siglo XIX”¹, y desde ese momento se ha venido ampliando su cobertura a nivel nacional. En 1992 el país experimentó una gran crisis energética debida al fenómeno de “El Niño”, lo que a su vez provocó una crisis en la empresa de servicios públicos del estado, Interconexión Eléctrica S.A. (ISA).

Como consecuencia de lo mencionado, inició una nueva etapa para el sector eléctrico con la constitución de 1991 donde el Estado permitió, la entrada de cualquier agente interesado en prestar los servicios, con el objetivo de lograr mayor eficiencia en los servicios públicos ², esto ocasionó la creación de: la Ley 142 de 1994, por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios; la Ley 143 de 1994, por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional; y la Comisión de Regulación la cual ejerce el papel de regulación, vigilancia, control y planeación de la actividad de servicios públicos domiciliarios y está compuesta por:

- Comisión Reguladora de Energía y Gas, CREG.
- La Unidad de Información Minero Energética, (UIME).
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME).

“La CREG es un organismo estatal colombiano, dedicado a regular las actividades de prestación de servicio público domiciliarios relacionado con energía eléctrica, gas

¹ COLOMBIA, COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA Y GAS, CREG. Historia en Colombia. [En Línea]. YouTube. Marzo 28 de 2016. Disponible en <https://www.youtube.com/watch?v=MufjVuxHAW8&t=2613s>

² Ibíd.

natural, gas licuado de petróleo y combustibles líquidos”³, con el objetivo de garantizar una mayor cobertura, al menor costo y calidad en el servicio; para lograr esto la Comisión tiene la función de establecer reglamentos y régimen tarifario que garanticen empresas sostenibles.

El trabajo de grado está enfocado en el sector eléctrico, específicamente en la actividad de distribución de energía eléctrica, la cual hace parte de la cadena para la prestación del servicio de electricidad como se muestra en la Figura 1.

Figura 1 Cadena de valor del sector eléctrico colombiano.



Fuente: elaboración del autor

A continuación, se presentan los términos que conforman la cadena de valor del sector eléctrico colombiano.

Generación (G): “es donde se produce energía eléctrica mediante la utilización de diferentes fuentes de energía, como agua, gas, viento, sol, combustibles, entre

³ Creangel, disponible en: <http://portal.creangel.com/wp-content/uploads/2016/01/CREG.pdf>

otros. En Colombia entre el 60% y el 80% de la energía se produce en las centrales hidráulicas, el resto por plantas térmicas, parques eólicos y diésel”⁴.

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.”⁵.

Sistema de Transmisión Regional (STR): “sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los activos de conexión del Operador de red (OR) o el Transmisor regional (TR) al STN y el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el nivel de tensión 4 (hasta 220kV). Los STR pueden estar conformados por los activos de uno o más OR o TR “⁶.

Sistema de Distribución Local (SDL): “sistema de transporte y distribución 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”⁷.

⁴ HERRERA CAIPA, Diego, *et al.* Metodología para remunerar la distribución de energía eléctrica, [En línea]. Bogotá: Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018, 24 p. Disponible en: <http://www.creg.gov.co/phocadownload/publicaciones/metodologia%20operador.pdf>

⁵ COLOMBIA, PARATEC. Líneas de transmisión por agentes operadores. Sistema interconectado nacional. [En Línea]. PARATEC XM. 02 de octubre de 2018. Disponible en: <http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/transmision.aspx?q=lineas>

⁶ COLOMBIA, MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución CREG 015 de 2018 (enero, 29, 2018). “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. Bogotá D.C 2018, 239p. Disponible en: [http://apolo.creg.gov.co/publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/65f1aaf1d57726a90525822900064dac/\\$FILE/Creg015-2018.pdf](http://apolo.creg.gov.co/publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/65f1aaf1d57726a90525822900064dac/$FILE/Creg015-2018.pdf)

⁷ *Ibíd.*

Comercialización (C): “es el proceso mediante el cual se realiza la compra de grandes cantidades de energía a los productores para posteriormente venderla a los usuarios o a otras empresas del sector. Los usuarios tienen relación con el comercializador por ser el encargado de la facturación y quien los representa ante los demás agentes de la cadena de prestación del servicio”⁸.

Usuario (U): “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.”⁹.

En la Tabla 1 se encuentran los niveles de tensión que hacen parte de la actividad de distribución de energía eléctrica.

Tabla 1. Nivel de tensión de la actividad de distribución.

Nivel de tensión	Rango de tensión	Sector
Nivel 4	57.5 kV $\geq$ T < 220 kV	STR
Nivel 3	30 kV $\geq$ T < 57.5 kV	SDL
Nivel 2	1 kV $\geq$ T < 30 kV	
Nivel 1	1 kV < T	

Fuente: CREG 015 de 2018

En Colombia, la actividad de distribución abarca el Sistema de Transmisión Regional (STR) y el Sistema de Distribución Local (SDL), los cuales son utilizados

⁸ HERRERA CAIPA, Diego, et al. Metodología para remunerar la distribución de energía eléctrica, [En línea]. Bogotá: Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018, 24 p. Disponible en: <http://www.creg.gov.co/phocadownload/publicaciones/metodologia%20operador.pdf>

⁹ COLOMBIA, MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución CREG 015 de 2018 (enero, 29, 2018). “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. Bogotá D.C 2018, 239p. Disponible en: [http://apolo.creg.gov.co/publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/65f1aaf1d57726a90525822900064dac/\\$FILE/Creg015-2018.pdf](http://apolo.creg.gov.co/publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/65f1aaf1d57726a90525822900064dac/$FILE/Creg015-2018.pdf)

para la prestación del servicio de energía eléctrica en un mercado de comercialización¹⁰. Esta actividad está a cargo de los OR; el cual es el encargado de la planeación, la operación y mantener en buen estado las redes de transporte y equipos de transformación para garantizar la continuidad del servicio; debido a esto los OR deberán invertir en el sistema; para lograr prestar un servicio de calidad y posteriormente ser remunerado.

La prestación del servicio de energía eléctrica está sujeto en gran parte a las resoluciones expedidas por la Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG), las cuales son de carácter obligatorio para todos los OR; el cumplimiento de estas resoluciones es supervisado y controlado por la superintendencia de servicios públicos domiciliarios, SSPD.

El 29 de enero de 2018 la Comisión aprobó la nueva metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional, Resolución CREG 015 de 2018¹¹.

En esta resolución se emplea una serie de factores que son cruciales para la actividad de distribución de energía eléctrica y que repercuten en la remuneración de esta actividad. Entre estos factores se pueden encontrar: las inversiones al sistema, la calidad del servicio, las pérdidas de energía eléctrica, los gastos de administración, operación y mantenimiento entre otros.

¹⁰ COLOMBIA, MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución CREG 015 de 2018 (enero, 29, 2018). "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. Bogotá D.C 2018, 239p. Disponible en: [http://apolo.creg.gov.co/publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/65f1aaf1d57726a90525822900064dac/\\$FILE/Creg015-2018.pdf](http://apolo.creg.gov.co/publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/65f1aaf1d57726a90525822900064dac/$FILE/Creg015-2018.pdf)

¹¹ Ibíd.

Este trabajo de grado es basado en la Resolución CREG 015 de 2018, y tiene como objetivo principal diseñar una herramienta que permita a los estudiantes de Ingeniería Eléctrica, profesionales del sector eléctrico y personas interesadas conocer los diferentes componentes y formulación que emplea esta resolución.

Para el desarrollo de esta herramienta se usaron dos estrategias de aprendizaje: Mapas conceptuales, que permiten a los usuarios ser capaces de captar nueva información de forma organizada y sustancial; para esto fue necesario identificar factores que afectan la remuneración de la actividad de distribución y posteriormente concentrar esta información en estos mapas.

La segunda estrategia que se empleó fueron las presentaciones de Power Point, ya que estas tienen un gran impacto visual que permite resaltar aspectos importantes entre otras características. Unas de las funciones utilizadas en estas presentaciones fue la de hipervínculos, que permite al usuario interactuar con diferentes presentaciones u otros programas de Microsoft Office, a medida que este avanza en su interacción con la herramienta.

1. OBJETIVOS

En este apartado se establecen el objetivo general y los objetivos específicos del trabajo de grado.

1.1 OBJETIVO GENERAL

Explicar la metodología para remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica- CREG 015 de 2018 mediante una herramienta interactiva.

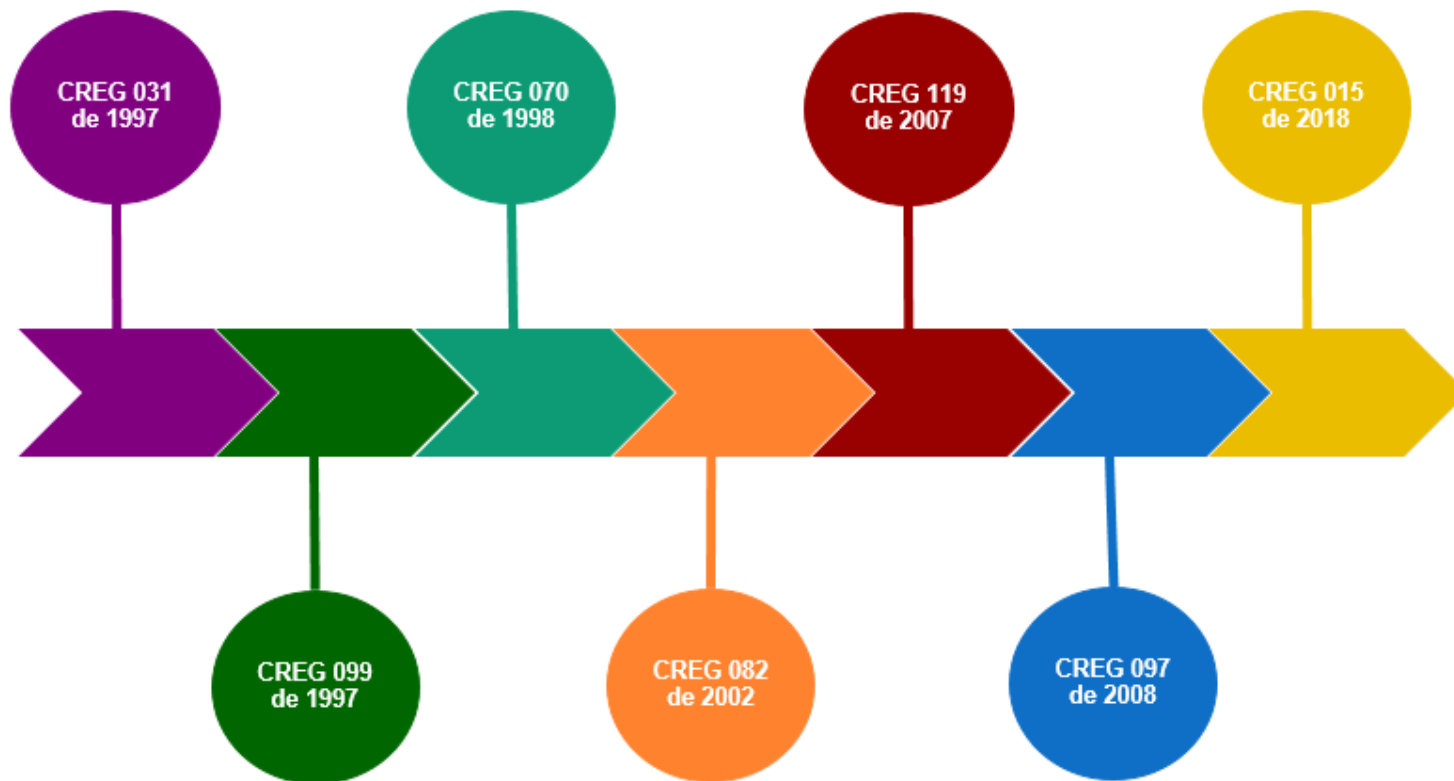
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Desarrollar mapas conceptuales explicando los diferentes componentes que conforman la metodología para la remuneración de la actividad de distribución.
- Explicar las fórmulas diseñadas para valorar la actividad de distribución, en donde se tienen los esquemas de reconocimiento de activos, así como los de incentivos y compensaciones.
- Diseñar los módulos mostrando la aplicación de los distintos componentes de la metodología, en el programa o plataforma seleccionada.

2. REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LOS ÚLTIMOS AÑOS EN COLOMBIA

En esta sección se describe la evolución que ha tenido la actividad de distribución de energía eléctrica en los últimos años en el país, con respecto a su remuneración y otros aspectos. Para ello, la figura 2 la línea de tiempo de las resoluciones sobre la remuneración de esta actividad emitidas por el regulador en los últimos quince años. A continuación, se resumen los aspectos relevantes de cada de estas resoluciones

Figura 2. Línea de tiempo de las resoluciones para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica.



Fuente: elaboración del autor

2.1 ASPECTOS GENERALES DE LA RESOLUCIÓN CREG 031 DE 1997

“El 4 de abril de 1997, la Comisión expidió la resolución CREG 031 de 1997 donde se establece la formula tarifaria de Costos Unitarios (CU) para la prestación del servicio de electricidad para usuarios regulados en el SIN. La fórmula estaba formada de la siguiente forma”¹²:

$$CU = \frac{G+T}{1-PR} + D + O + C \quad (1)$$

En donde:

CU: Costo unitario de prestación del servicio (\$/kWh).

G: Costo de compra de energía (\$/kWh).

T: Costo promedio por uso del STN (\$/kWh).

D: Costo de distribución (\$/kWh).

O: Costos adicionales del mercado mayorista (\$/kWh).

PR: Fracción (o porcentaje expresado como fracción) de pérdida de energía.

C: Costo de comercialización (\$/kWh).

En esta fórmula se puede apreciar que el componente de pérdidas de energía solo afecta los cargos de generación (G) y transmisión (T). En el cargo de distribución el factor de pérdidas de energía eléctrica reconocidas se encontraba explícitamente.

En esta resolución se “estableció una senda decreciente de pérdidas reconocidas para los mercados comercializadores”¹³, lo que se buscaba con esto es que los

¹² COLOMBIA, COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Circular 031 de 1997. Por la cual se aprueban las fórmulas generales que permiten a los comercializadores de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional. Bogotá D.C 4 de abril de 1997, p. 14. Disponible [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/33253893deaeed5f0525785a007a5ec3/\\$FILE/Crg31-97.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/33253893deaeed5f0525785a007a5ec3/$FILE/Crg31-97.pdf)

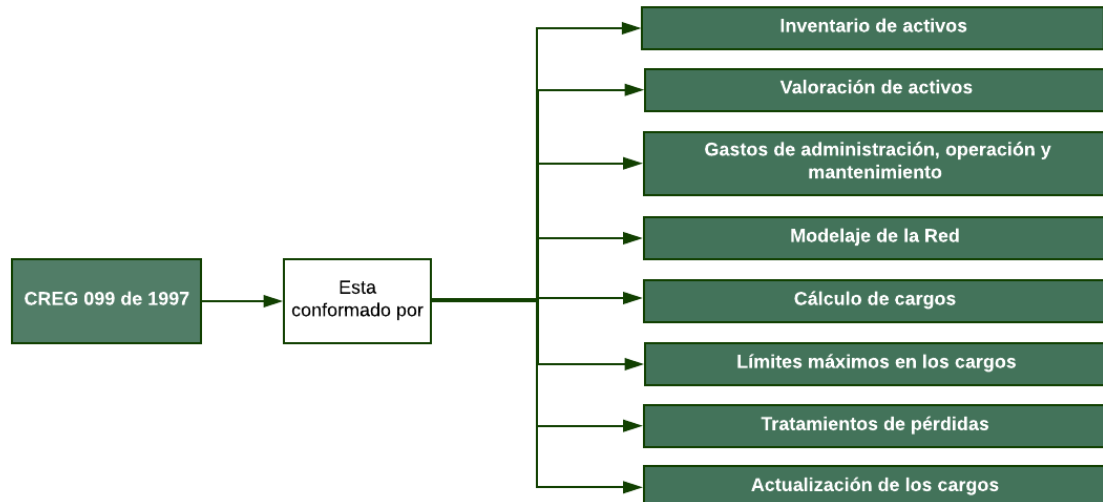
¹³ ROMERO LOPEZ, Denice Jeanneth y ROJAS VARGAS, Andrés. Modelo de incentivos para la remuneración de pérdidas de energía eléctrica en Colombia. [En Línea] <https://revistas.javeriana.edu.co/index.php/revmaescom/article/view/7172/5702>

agentes fueran más eficientes en este aspecto, para esto se utilizó la estrategia de un ingreso adicional, si las pérdidas de energía eléctricas eran menores a las pérdidas reconocidas se veían beneficiados con este ingreso, pero también se iban a ver afectados si ocurría el efecto contrario con un adicional.

2.2 ASPECTOS GENERALES DE LA RESOLUCIÓN CREG 099 DE 1997

En la resolución CREG 099 de 1997 se presentó la metodología de cargos de uso del STR y SDL, esta metodología consistía en remunerar la infraestructura eléctrica que se utiliza para el transporte de energía eléctrica desde el STN hasta el usuario final, a continuación, se presenta en la Figura 3 el contenido de esta resolución.

Figura 3. Contenido de la Resolución CREG 099 de 1997.



Fuente: Resolución CREG 099 de 1997

“En esta resolución se determinó que el OR es el encargado de realizar el inventario de los activos que se utilizan para la prestación del servicio de energía eléctrica; él cual está conformado por activos eléctricos y no eléctricos. También estableció que

las pérdidas de energía eléctrica serán calculadas al 15% de la energía que entra a los Sistemas de Transmisión Regional (STR) y Sistema de Distribución Local (SDL) e ira disminuyendo en un 1% anual, a partir de cuarto año, de esta resolución el OR deberá haber instalado equipos que permitan medir la energía entrante a cada nivel de tensión y así poder facturar según respectiva medición”¹⁴

2.3 ASPECTOS GENERALES DE LA RESOLUCIÓN CREG 070 DE 1998

“La resolución CREG 070 de 1998 es el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica. En esta resolución se establecieron los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía eléctrica, se establecen procedimientos para la planeación, operación y expansión de los STR y SDL, y se definen normas para el diseño y ejecución del plan de inversiones y conexiones al sistema, entre otros. Adicionalmente, se definen y establecen criterios y procedimientos para la medición de los consumos, para la prestación del servicio de Alumbrado Público y para las remuneraciones asociadas con la propiedad de activos”¹⁵.

En esta resolución se establecieron criterios de calidad de la potencia, del servicio suministrado e indicadores mínimos de calidad del servicio prestado por los OR.

¹⁴ COLOMBIA, MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución CREG 099 de 1997 (junio, 17, 1997). “Por la cual se prueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local” Bogotá D.C 1997, 28p. Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1997-CRG99-97>

¹⁵ COLOMBIA, MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución CREG 070 de 1998 (mayo, 28, 1998). “Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional” Bogotá D.C 1998, 35p. Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1998-CREG070-98>

Los indicadores se establecieron para medir la calidad del servicio por cada circuito de distribución de energía: Los indicadores de calidad fueron los siguientes:

DES: Indicador de duración equivalente de las interrupciones del servicio.

FES: Indicador de frecuencia equivalente de las interrupciones del servicio.

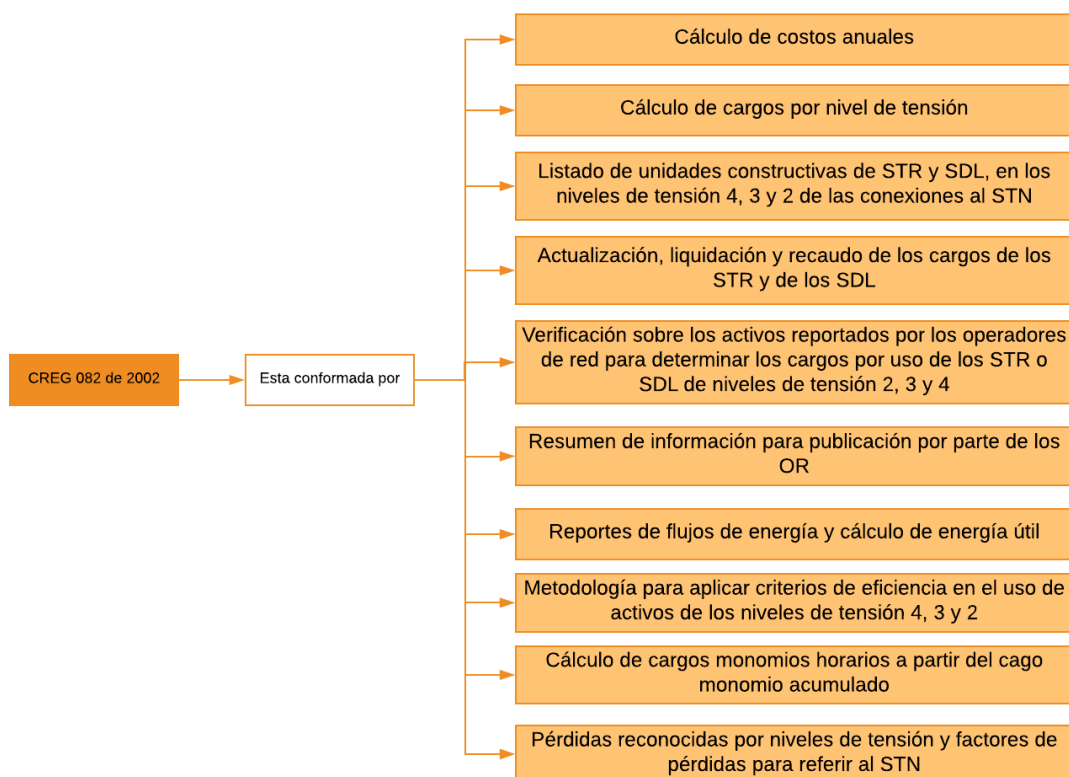
La función de estos indicadores era que cuando los OR superaban los valores máximos admisibles, los usuarios eran compensados vía tarifa, con unas formulas, descritas para calcular las compensaciones.

2.4 ASPECTOS GENERALES DE LA RESOLUCIÓN CREG 082 DE 2002

Posteriormente el 17 de diciembre de 2002 la CREG expidió la Resolución CREG 082 de 2002¹⁶, la cual tenía como función remplazar la Resolución CREG 099 de 1997, en la Figura 4 se observan los aspectos considerados en esta resolución.

¹⁶ COLOMBIA, MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución CREG 082 de 2002 (diciembre, 1, 2002). "Por la cual se prueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local" Bogotá D.C 2002, 9p. Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-2002-CREG082-2002>

Figura 4. Contenido de la Resolución CREG 082 de 2002.



Fuente: Resolución CREG 082 de 2002

En esta resolución se incluyeron temas como: “verificación de los activos reportados por parte del OR, reportes de flujos de energía y cálculos de energía útil, metodología para aplicar criterios de eficiencia. También se realizó cambios en la metodología de remuneración como son los siguientes: los cargos de los STR se determinarán a partir de los activos de uso pertenecientes al nivel de tensión 4. Los cargos máximos de los SDL se determinarán a partir de los activos de uso perteneciente a los niveles de tensión 3 y 2 y de las conexiones entre OR en dichos niveles. Los cargos máximos del nivel de tensión 1 se determinarán a partir de los cargos aéreos y subterráneo que establezca la CREG.”¹⁷

¹⁷ Ibíd.,p 9

En términos de pérdidas de energía eléctrica reconocidas ya no se iba a seguir trabajando en disminuir anualmente un 1%, en esta resolución las pérdidas de energía eléctrica se manejaron por nivel de tensión y año determinado como se muestra en la Tabla 2.

Tabla 2. Porcentaje de pérdidas de energía eléctrica reconocidas por nivel de tensión.

Año	Nivel 4 (P ₄)	Nivel 3 (P ₃)	Nivel 2		Nivel 1	
			Urbana (P _{U2})	Rural (P _{R2})	Urbana (P _{U1})	Rural (P _{R1})
2003	1.35%	1.47%	1.53%	5.05%	6.47%	10.34%
2004	1.19%	1.44%	1.53%	5.05%	5.94%	9.45%
2005	1.04%	1.41%	1.53%	5.05%	5.41%	8.56%
2006	0.88%	1.38%	1.53%	5.05%	4.88%	7.67%
2007	0.73%	1.35%	1.53%	5.05%	4.35%	6.78%

Fuente: CREG 082 de 2002

2.5 ASPECTOS GENERALES DE LA RESOLUCIÓN CREG 119 DE 2007

“Para el año 2007 la CREG, estableció por medio de la resolución CREG 119 de 2007 la nueva fórmula tarifaria para determinar Costo Unitario (CU) de los usuarios regulados”¹⁸. Esta fórmula es la suma de los componentes que forman la cadena para la prestación de servicio de energía eléctrica, como se muestra la Ecuación:

$$CU_v = G + T + D + Cv + PR + R \quad (2)$$

¹⁸ COLOMBIA, COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Circular 119 de 2007. Definición de la formula tarifaria de energía eléctrica, para el próximo periodo tarifario. Bogotá D.C 21 de junio de 2007, p. 42. Disponible en: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/dfd629252aa962b60525785a007a6f41/\\$FILE/D-043%20FORMULA%20TARIFARIA.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/dfd629252aa962b60525785a007a6f41/$FILE/D-043%20FORMULA%20TARIFARIA.pdf)

Donde:

CU_v : componente variable denominado Costo Unitario de Prestacion del Servicio (\$/kWh) para los usuarios regulados.

G : componente de generación, corresponde al costo de compra de energía (\$/kWh).

T : componente de transmisión, corresponde al costo por uso del Sistema de Transmisión Nacional (\$/kWh).

D : componente de distribución, corresponde al costo por uso del Sistema de Distribución (\$/kWh).

Cv : es el margen de comercialización que incluye los costos variables y costos fijos de la actividad de comercialización (\$/kWh).

PR : es el reconocimiento de las pérdidas eficientes de energía eléctrica. Se suman tres factores: el costo de producir estas pérdidas, el costo de transmitirlos a nivel nacional y costo de los planes de reducción de pérdidas. (\$/kWh).

R : es el costo de las restricciones por la demanda del comercializador

En el componente de pérdidas de energía eléctrica PR , se incluyó la variable $CPROG$ como se muestra en la Ecuación 3:

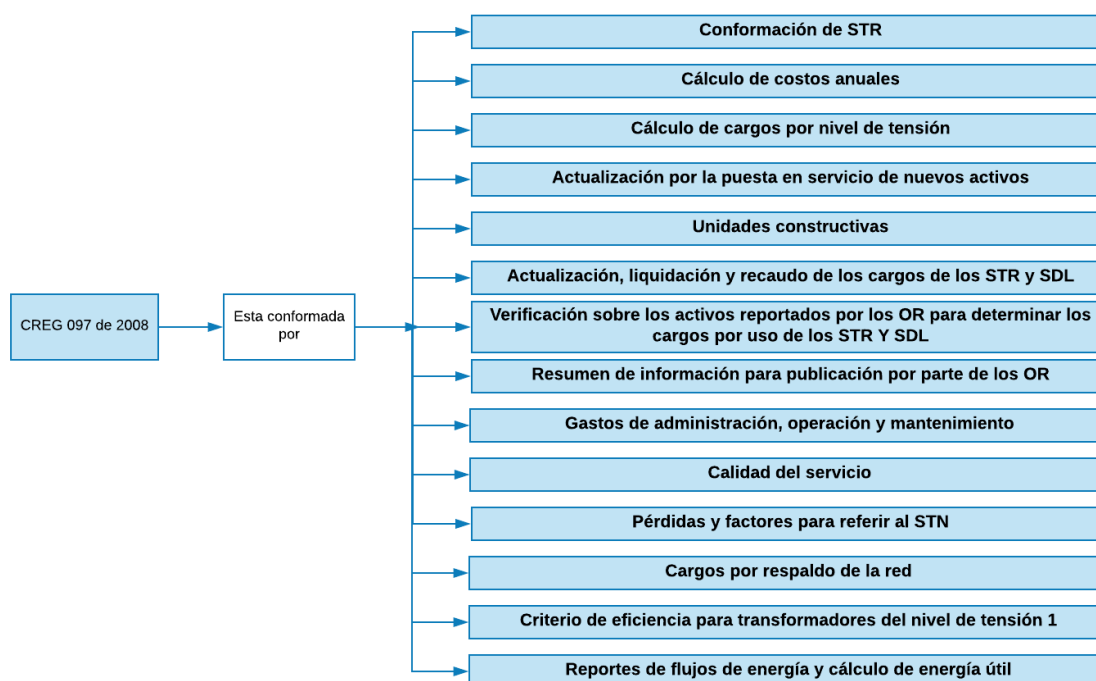
$$PR = \frac{G * (IPR + IPRSTN)}{1 - (IPR + IPRSTN)} + \frac{T * IPR}{1 - IPR} + \frac{CPR OG}{V} \quad (3)$$

La variable $CPROG$ es el medio que se realiza para la remuneración de los planes de reducción de pérdidas y los planes de mantenimiento de pérdidas.

2.6 ASPECTOS GENERALES DE LA RESOLUCIÓN CREG 097 DE 2008

La resolución CREG 097 de 2008, estableció la metodología para establecer los cargos por uso de los STR y SDL. La Figura 5 muestra el contenido de esta resolución.

Figura 5. Contenido de la Resolución CREG 097 de 2008.



Fuente: Resolución CREG 097 de 2008

Dentro de esta resolución se incluyó el tema de la Calidad de Servicio, el cual hacía parte del Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica – Resolución CREG 070 de 1998; “en donde se establecieron criterios de calidad de la potencia, del servicio suministrado e indicadores mínimos de calidad del servicio prestado por los OR”¹⁹

¹⁹ COLOMBIA, MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución CREG 070 de 1998 (mayo, 28, 1998). “Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional” Bogotá D.C 1998, 35p. Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-1998-CREG070-98>

Los indicadores DES y FES se establecieron para medir la calidad del servicio por cada circuito de distribución de energía. Pero estos indicadores fueron reemplazados con la entrada en vigencia de esta resolución.

En esta resolución la CREG optó por separar esquemas de calidad de los STR y de los SDL. Para el caso de los STR se define que cuando el OR no cumple con las condiciones establecidas, deberá aplicar compensaciones a los usuarios, esas compensaciones se descontarán de los ingresos mensuales que le corresponde a cada OR. En los SDL se definieron esquemas de incentivos aplicables de acuerdo con su gestión de calidad. Estos incentivos buscaban que los OR realizarán inversiones en infraestructura para mejorar la calidad del servicio, para poder realizar una medición con respecto a la calidad; se establecieron nuevos indicadores de calidad, los cuales son los siguientes:

IRAD: Índice de referencia agrupado de la discontinuidad.

ITAD: Índice trimestral agrupado de la discontinuidad.

Estos indicadores se establecieron trimestralmente, y afectaban los cargos por uso ya sea aumentándolos o disminuyéndolos, los cuales son facturados a los usuarios.

En términos de pérdidas de energía eléctrica, en el año 2007 la CREG expidió dos Circulares CREG 013 y 015 de 2007, donde le solicitaba a los OR información de sus sistemas en los niveles de tensión 3, 2 y 1, posteriormente a esto la comisión definió en esta resolución que la utilización de pérdidas de energía eléctrica para cada empresa estimadas a partir de simulaciones del sistema de cada OR, con la información aptada con las circulares. En la Tabla 3 muestra la evolución de la

metodología de remuneración de la actividad de distribución en los últimos quince años.

Tabla 3 Evolución de la metodología de remuneración

Temas	Resolución CREG 099 de 1997	Resolución CREG 082 de 2002	Resolución CREG 097 de 2008
Reconocimiento de inversión			
Metodología	Precio máximo	Ingreso regulado STR Precio máximo SDL	Ingreso regulado STR Precio máximo SDL
	VNR	VNR	VNR
Base regulatoria de activos (BRA)	Inventario en activos N4 y N3 Red modelo N2 y N1	Inventario en activos N4, N3 y N2 Red modelo N1 (muestra nacional)	Inventario en activos N4, N3 y N2 Red modelo N1 (muestra por OR)
Tasa de retorno antes de impuestos	9%	14.06% - 16.06%	13%- 13.9%
Unidades constructivas	Baja desagregación	Alta desagregación	Alta desagregación
Activos de terceros (Nivel de tensión 1)	Remuneración regulada del activo	Descuento en la tarifa o remuneración regulada del activo	Descuento en la tarifa o remuneración directa
Administración, Operación y Mantenimiento (AOM)			
	% de la inversión	% de la inversión	Gastado y remunerado
Cálculo de energía útil			
Reconocimiento de pérdidas	Índice único	Índices para cada OR (Rural – Urbano)	Índice para cada OR
Calidad de servicio			
	Compensaciones	Compensaciones	Compensaciones e incentivos simétricos

Fuente: COLOMBIA, COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS.

3. ASPECTOS IMPORTANTES DE LA METODOLOGÍA PARA LA REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN – RESOLUCIÓN CREG 015 DE 2018

Una de las funciones que tiene la CREG es la de revisar el esquema tarifario y de sus respectivos componentes; por esta razón en el 2013 la CREG detectó una serie de problemas que se venían generando en la actividad de distribución de energía eléctrica tales como: bajo nivel en inversiones en la infraestructura, deterioro en la calidad del servicio e incremento de las pérdidas en algunos sistemas. Por este motivo la comisión vio la necesidad de realizar cambios en la estructuración de la metodología de la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica.

“La Comisión vio la necesidad de contratar estudios con consultores externos para los siguientes temas: i) estado del arte en metodologías de remuneración de actividad de transmisión y distribución de energía eléctrica y su implementación de diferentes países, ii) actualización de unidades constructivas, iii) calidad del servicio, iv) energía reactiva y v) gastos eficientes de AOM”²⁰.

El estudio está basado en los aspectos mostrados en la Figura 6:

²⁰ COLOMBIA, MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución CREG 043 de 2013 (abril, 05, 2013). “Por la cual se ponen en conocimiento de los prestadores del servicio de energía eléctrica, usuarios y terceros interesados, las bases sobre las cuales la Comisión efectuará el estudio para determinar la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional para el siguiente período tarifario I” Bogotá D.C 2013, 17p. Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1aed427ff782911965256751001e9e55/3863977331be384805257b670070b293?OpenDocument>

Figura 6. Aspectos en lo que se basó la resolución CREG 015 de 2018.



Fuente: elaboración del autor

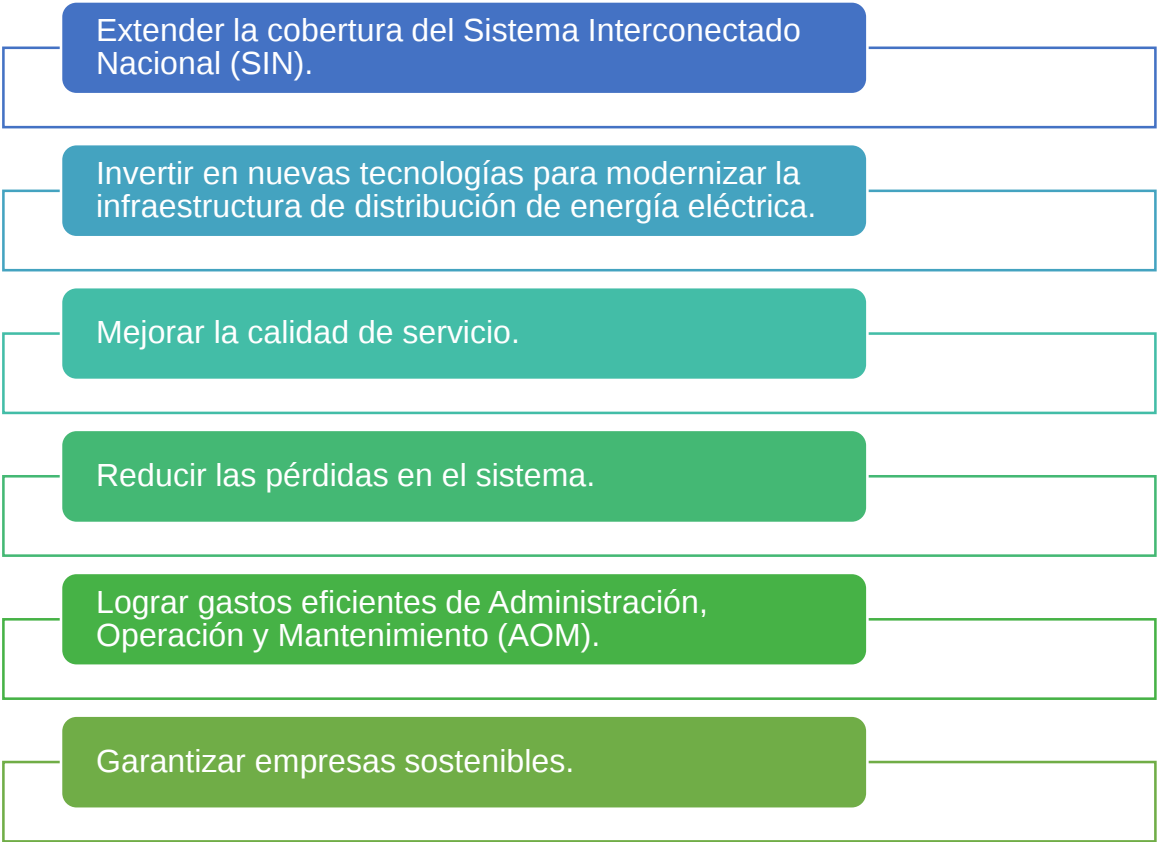
Después de realizar el estudio la comisión generó una serie de resoluciones para determinar la nueva metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica. La secuencia de las resoluciones es la siguiente:

- Bases metodológicas (Resolución CREG 043 de 2013)
- Propósitos y lineamientos (Resolución CREG 079 de 2014)
- Propuesta metodológica a consulta (Resolución CREG 179 de 2014)
- Propuesta metodológica a consulta (Resolución CREG 024 de 2016)
- Propuesta metodológica a consulta (Resolución CREG 176 de 2016)
- Propuesta metodológica a consulta (Resolución CREG 019 de 2017)

Las resoluciones CREG 179, 024, 176 y 019 fueron sometidas a consulta pública, con el fin de recibir comentarios y propuestas por parte de los prestadores del servicio de energía eléctrica, usuarios y terceros interesados. Con base en la

información obtenida de esta consulta y después de un estudio detallado, la comisión expidió la Resolución CREG 015 de 2018, la cual establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional, para el periodo de 2019 al 2023. Esta resolución tiene los propósitos mostrados en la Figura 7:

Figura 7. Metas establecidas de la resolución CREG 015 de 2018.



Fuente: elaboración del autor

Con el fin de cumplir con los propósitos de la Resolución CREG 015 de 2018, la comisión estableció criterios que son de gran importancia en el desarrollo de la actividad de distribución, los cuales se describen a continuación.

3.1 INVERSIONES Y PLANES DE INVERSIÓN

Uno de los problemas que se vio reflejado con la implementación de las anteriores resoluciones fueron las bajas inversiones en la infraestructura. Para solucionar esto la Comisión implementó un mecanismo de incentivos el cual consiste en que los ingresos de los OR van a verse afectados según las inversiones que realice al sistema, es decir, si las inversiones aumentan de una forma positiva para el sistema, el ingreso de los OR se va a aumentar o mantener, pero también pasa en el caso contrario, si sus niveles de inversión son bajos, sus ingresos van a disminuir; todo esto se llevará a cabo por medio de la tarifa. Las inversiones se realizarán por medio de un plan de inversiones.

3.2 GASTOS EN ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Es el valor que las empresas utilizan para la administración, operación y mantenimiento del sistema. En esta resolución la comisión busca que las empresas mejoren sus procesos por medio de nuevas inversiones y reduzcan sus gastos de administración, operación y mantenimiento (AOM). Los gastos por AOM son revisados y ajustados anualmente, un aspecto importante de esto se debe al término de AOMNI el cual cambia según las inversiones que se realicen durante el año.

El ingreso anual por los gastos de AOM se determinan de la siguiente manera:

$$IAAOM_{j,n,t} = AOMbase_{j,n} + AOMNI_{j,n,t} \quad (4)$$

Donde:

$IAAOM_{j,n,t}$: es el ingreso anual por concepto de AOM del OR.

$AOMbase_{j,n}$: es el valor de AOM base a reconocer.

$AOMNI_{j,n,t}$: es el valor de AOM para nuevas inversiones diferentes a reposición.

Las nuevas inversiones, diferentes a reposición, se clasifican según su nivel de tensión y se determinan de la siguiente forma:

$$AOMNI_{j,n,t} = (2\% * VACNI_{j,n,t} + 2.6\% * VACPIEC_{j,n,t}) * fAMB_j \quad (5)$$

La ecuación 5 corresponde a los niveles de tensión 4 y 3.

$$AOMNI_{j,n,t} = (4\% * VACNI_{j,n,t} + 2.6\% * VACPIEC_{j,n,t}) * fAMB_j \quad (6)$$

La ecuación 6 corresponde a los niveles de tensión 1 y 2 para las nuevas inversiones.

Donde:

$AOMNI_{j,n,t}$: Valor del AOM para las nuevas inversiones en el nivel de tensión n del OR expresado en pesos de la fecha de corte.

$VACNI_{j,n,t}$: Valor acumulado hasta el año t de las inversiones puestas en operación en el nivel de tensión n , diferentes a reposición, para el OR j , expresado en pesos de la fecha de corte.

$VACPIEC_{j,n,t}$: Valor acumulado hasta el año t de las nuevas inversiones que hacen parte del PIEC, expresado en pesos de la fecha de corte.

$fAMB_j$: Factor ambiental para las nuevas inversiones del OR.

3.3 CALIDAD DEL SERVICIO

La calidad del servicio depende de la continuidad de este. En esta resolución está dividida en dos partes, en el Sistema de Transmisión Regional (STR), y en el Sistema de Distribución Local (SDL).

Para el STR, la Comisión decidió continuar con el sistema de compensaciones, el cual consiste que cuando los operadores de red (OR) o los transmisores regionales (TR) incumplen con las reglas establecidas en esta resolución, ellos deberán asumir el valor total de las compensaciones y estas se descontarán de sus ingresos.

Las compensaciones se determinan por: a) incumplimiento de metas y se presentan cuando las Horas de Indisponibilidad Acumulada (HIDA), supera las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas (MHAIA). b) por dejar no operativo otros activos, o por Energía No Suministrada, se presenta cuando por causa de un evento en un activo se tiene Energía No Suministrada (ENS), o cuando otro activo quede no operativo por causa de la indisponibilidad del primero.

El liquidador y administrador de cuentas (LAC) es el encargado de calcular las compensaciones con la información obtenida por el Centro Nacional de Despacho (CND), su valor se determina de la siguiente manera²¹:

²¹ COLOMBIA, MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución CREG 015 de 2018 (enero, 29, 2018). “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. Bogotá D.C 2018, 239p. Disponible en: [http://apolo.creg.gov.co/publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/65f1aaf1d57726a90525822900064dac/\\$FILE/Creg015-2018.pdf](http://apolo.creg.gov.co/publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/65f1aaf1d57726a90525822900064dac/$FILE/Creg015-2018.pdf)

$$\begin{aligned}
CSTR_{j,m} = & \sum_{u=1}^{aj} (CIM_{m,u}) \\
& + \sum_{u=1}^{aj} [(VHRC_{m,u,j} * 720) - (IMRT_{m,u})] + \sum_{u=1}^{aj} (CNE_{m,u}) \\
& + CSTRP_{m-1}
\end{aligned} \tag{7}$$

En donde:

$CSTR_{j,m}$: Suma de los valores que debe compensar en el STR el OR j por incumplimiento, en el mes m .

$CIM_{m,u}$ Compensación por incumplimiento de metas, del activo u , en el mes m .

$VHRC_{m,u,j}$ Valor horario de referencia para el cálculo de la compensación del activo u , 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 este indisponible por causas de catástrofes naturales o actos de terrorismo.

$CNE_{m,u}$: Compensación del activo u , en el mes m , por energía no suministrada o por dejar no operativos otros activos.

$CSTRP_{m-1}$: Valor de las compensaciones del STR quedaron pendientes por descontar en el $m-1$.

En el caso de los SDL, la Comisión estableció esquemas de incentivos y compensaciones, estos se emplean en la calidad media y en calidad individual. La primera corresponde a la calidad del servicio promedio de todos los usuarios del SDL del OR y la segunda es la calidad del servicio mínima que cada usuario debe recibir en el SDL del OR.

La calidad del servicio media se mide con los indicadores *System average interruption frequency index* (SAIFI) y *System average interruption duration index* (SAIDI) con eventos mayores a tres minutos. Estos indicadores se utilizan para el esquema de incentivos, el cual le permite que los OR que aumenten o disminuyan sus ingresos según vayan cumpliendo con la meta establecidas en esta resolución, es decir si el OR cumple con la meta de disminuir con los indicadores anualmente un 8% sus ingresos aumentarán, pero en cambio si incumple con esta meta sus ingresos disminuirán.

Los incentivos se determinan de la siguiente manera²²:

$$INCC_{j,n,t} = INDC_{j,n,t} + INCF_{j,n,t} \quad (8)$$

Donde:

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

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

Las variables $INDC_{j,n,t}$ y $INCF_{j,n,t}$ se determinan de la siguiente forma²³:

$$INDC_{j,n,t} = IC_SAIDI_{t,j} * \frac{BRAE_{j,n,0}}{\sum_{n=1}^3 BRAE_{j,n,0}} \quad (9)$$

²² Ibíd.

²³ Ibíd.

$$INCF_{j,n,t} = IC_SAIFI_{t,j} * \frac{BRAE_{j,n,0}}{\sum_{n=1}^3 BRAE_{j,n,0}} \quad (10)$$

Donde:

$IC_SAIDI_{t,j}$: Incentivo de calidad aplicable al OR j, durante el año t del periodo tarifario.

$IC_SAIFI_{t,j}$: Incentivo de calidad aplicable al OR j, durante el año t del periodo tarifario.

$BRAE_{j,n,0}$: Base regulatoria de activos eléctricos del nivel de tensión n, al inicio del periodo tarifario.

Los ingresos anuales por incentivos $INCC_{j,n,t}$ se utilizan para determinar los cargos asociados con el desempeño en la calidad del servicio del SDL y se determinan de la siguiente manera²⁴:

$$Dtcs_{n,j,m,t} = \frac{\left(\frac{INCC_{j,n,t}}{IPP_{FC}} \right) - \left(\frac{CONP_{j,n,t}}{IPP_{t-1}} \right)}{(1 - P_{j,n,t}) \sum_{ma=m-3}^{m-14} Ee_{j,n,ma}} \quad (11)$$

Donde:

$Dtcs_{n,j,m,t}$: Cargos por desempeño en la calidad del servicio del OR j en el nivel de tensión n en el mes m del año t, en \$/kWh.

²⁴ Ibíd.

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

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

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

$P_{j,n,t}$: Índice de pérdidas del OR j en el nivel de tensión n , en el año t .

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

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

La calidad del servicio individual, se refiere a la calidad mínima que cada uno de los usuarios del SDL debe tener, se mide con eventos mayores a tres minutos, se clasifican por grupos de calidad para la medición individual y se miden por medio de los indicadores: Indicador de calidad que representa la duración de las interrupciones del servicio de un usuario del sistema de distribución en un período establecido (DIU) y Indicador de calidad que representa la cantidad o la frecuencia de interrupciones del servicio que recibe un usuario del sistema de distribución en un período establecido (FIU). Estos indicadores se utilizan para determinar si los usuarios deben ser compensados o no, esto se hace comparando los indicadores de calidad del servicio mínima garantizada, DIUG y FIUG, los cuales son establecidos para el OR y los indicadores de DIU y FIU. Las compensaciones son descontadas por los OR vía tarifa.

A continuación, se presentará la fórmula que se utiliza para calcular el valor de compensación a descontar vía factura²⁵:

$$VC_f = VCD_f + VCF_f \quad (12)$$

Donde:

VC_f : Valor total a compensar al usuario en la factura f .

VCD_f : Valor a compensar al usuario en la factura f por incumplimiento de la duración máxima de eventos.

VCF_f : Valor a compensar al usuario en la factura f por incumplimiento del número máximo de eventos garantizado.

Las variables VCD_f y VCF_f : están sujetas a condiciones y criterios, que son los siguientes:

- Si en el mes m se obtiene que el indicador $DIU_{u,te}$ es mayor al $DIUG_{j,n,q}$, el usuario recibirá compensaciones si se cumple la siguiente condición²⁶:

$$DIUG_{j,n,q} - DIU_{u,n,q,m} - THC_{u,n,q,m-1} < 0 \quad (13)$$

$$THC_{u,n,q,m-1} = \sum_{ma=m-11}^{m-1} HC_{u,n,q,ma} \quad (14)$$

$$HC_{u,n,q,m} = \min(0, DIUG_{j,n,q} - DIU_{u,n,q,m} - THC_{u,n,q,m-1}) \quad (15)$$

²⁵ Ibíd.

²⁶ Ibíd.

Donde:

$THC_{u,n,q,m-1}$ Total de horas compensadas al usuario u , conectado al nivel de tensión n , que pertenece al grupo de calidad q , hasta el mes $m-1$.

De lo contrario el valor de la variable $VCD_f = 0$.

- Si en el mes m se obtiene que el indicador $FIU_{u,te}$ es mayor al $FIUG_{j,n,q}$, el usuario recibirá compensaciones si se cumple la siguiente condición [8]:

$$FIUG_{j,n,q} - FIU_{u,n,q,m} - TVC_{u,n,q,m-1} < 0 \quad (16)$$

$$TVC_{u,n,q,m-1} = \sum_{ma=m-11}^{m-1} VC_{u,n,q,ma} \quad (17)$$

$$VC_{u,n,q,m} = \min(0, FIUG_{j,n,q} - FIU_{u,n,q,m} - TVC_{u,n,q,m-1}) \quad (18)$$

Donde:

$TVC_{u,n,q,m-1}$ Total de eventos compensadas al usuario u , conectado al nivel de tensión n , que pertenece al grupo de calidad q , hasta el mes $m-1$.

De lo contrario el valor de la variable $VCF_f = 0$.

Los usuarios que se encuentren en mora no podrán ser tenidos en cuenta para un eventual proceso compensatorio. La suma total de las compensaciones no pagadas a los usuarios durante un año del periodo tarifario, por encontrarse en mora, deberá ser reportada por el OR al liquidador y administrador de cuentas (LAC), con el objeto de que este último lo descuenta del cargo de distribución por calidad

correspondiente al siguiente año²⁷. La forma de calcular el valor a descontar es la siguiente.

$$CONP_{j,t} = \sum_{um=1}^n VC_{f,um,t-1} \quad (19)$$

Donde:

$CONP_{j,t}$: Valor total a descontar al OR j en el año t por las compensaciones no pagadas durante el año t-1.

$VC_{f,um,t-1}$: Valor a compensar en la factura f del año t-1 del usuario en mora um.

3.4 PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El concepto de pérdidas hace referencia a la energía eléctrica que se produce y transporte pero que no llega a los usuarios finales, porque se pierde en el proceso de la prestación del servicio o en posibles fraudes por algunos usuarios. Las pérdidas se clasifican en técnicas y no técnicas.

Las pérdidas técnicas son las que no se pueden evitar, en otras palabras, es la energía eléctrica que se pierde en los diferentes equipos y redes que conforman el sistema de distribución. Las pérdidas no técnicas son ocasionadas por los usuarios que toman energía del sistema de manera ilegal o alteran sus equipos de medición y en algunos otros casos por parte de la administración.

“En esta resolución se define la metodología para la determinación de los índices de pérdidas por nivel de tensión, los índices de pérdidas de referencia de cada nivel

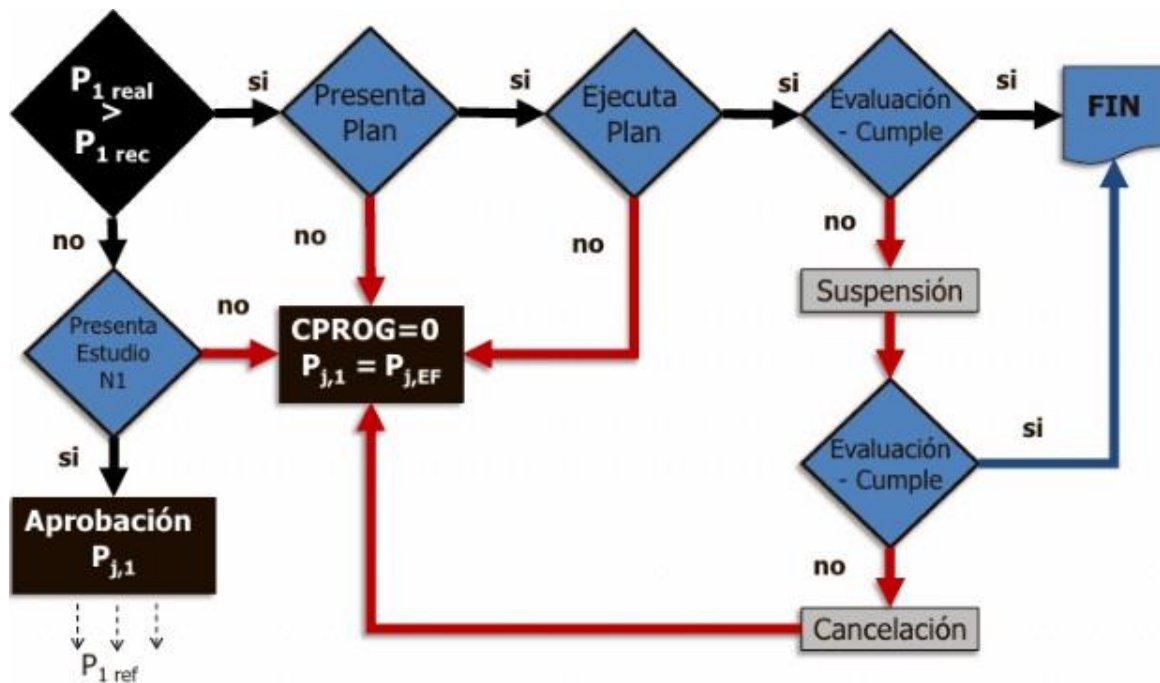
²⁷ Ibíd.

de tensión al STN y la metodología para la implementación de los planes de gestión de pérdidas”. Los planes de gestión de pérdidas de energía eléctrica están conformados por los planes de reducción y mantenimiento de éstas.

El plan de mantenimiento de pérdidas de energía eléctrica es aplicado por todos los OR y su remuneración no está sujeta al cumplimiento de metas u otras condiciones.

“En el caso de los planes de reducción de pérdidas, la presentación de este plan es opcional y su remuneración será aplicable únicamente en los mercados de comercialización que presente pérdidas de energía eléctrica superiores a las pérdidas reconocidas en el nivel de tensión 1 a la fecha de corte”. En la Figura 8 se presenta el mecanismo para la remuneración del plan de reducción de pérdidas de energía eléctrica.

Figura 8. Características para la remuneración de los planes de reducción de pérdidas



Fuente: Seminario, actualización jurídica y regulatoria en los sectores de Energía²⁸.

La duración de los planes es de 5 años y su remuneración está sujeta a cumplimiento de las metas aprobadas al OR. Si el OR presenta incumplimiento en la ejecución del plan, o decide hacer cancelación del plan de forma unilateral, deberá devolver los ingresos recibidos a los usuarios del mercado comercializador, esto se realizará por medio de la variable INVNUCD durante doce meses después de la cancelación del plan.

²⁸ Seminario, actualización jurídica y regulatoria en los sectores de: Energía, Gas, TIC, Acueducto, Alcantarillado y Aseo. Regulación para la reducción de pérdidas no técnicas de energía en los Sistemas de Distribución Local. Disponible: <https://es.slideshare.net/andesco/9-reduccionperdidasenergia>

La remuneración de los planes de reducción y mantenimiento de pérdidas de energía eléctrica se realiza por medio de la variable CPROG, la cual es incluida en el costo unitario (CU) para los usuarios regulados y se incluye como parte de los costos del servicio para los usuarios no regulados.

A continuación, se presenta la forma de calcular la variable CPROG²⁹.

$$CPROG_{j,m} = \frac{CAP_j}{\sum_{m=-14}^{m-3} VSTN_{j,m} + VCP_j + VCI_j} * \frac{IPP_{m-2}}{IPP_0} - INVNUCD_j \quad (20)$$

Donde:

$CPROG_{j,m}$: Cargos en \$/kWh por concepto del plan, del mercado de comercialización j, aplicable en el mes m. El cargo publicado por el liquidador y administrador de cuentas (LAC) aplicará para el siguiente mes al de su publicación.

CAP_j : Costo anual del plan, en pesos de la fecha base, del mercado de comercialización j, aprobado al OR, calculado según lo expuesto en el cálculo del costo del plan.

$VSTN_{j,m}$: Ventas a usuarios conectados directamente al STN asociados al mercado de comercialización j en el mes m, en kWh.

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 (*).

²⁹ Ibíd.

(*) Comercializador incumbente: Es el comercializador que atiende el mayor número de usuarios subsidiados en un mercado de comercialización.

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-2} : Índice de precio al productor total nacional correspondiente al mes m.

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

$INVNUCD$: Valor de inversiones por kilowatt hora, no clasificadas en UC a devolver por el OR j, calculada cuando se cancela la ejecución del plan.

A continuación, se presentará la forma de calcular la variable $INVNUCD$ ³⁰:

$$INVNUCD_j = \frac{ITD_j}{\sum_{m=-14}^{m-3} VSTN_{j,m} + VCP_j + VCI_j} \quad (21)$$

Donde:

ITD_j : Ingreso total a devolver por parte del OR j, en pesos.

$VSTN_{j,m}$: Ventas a usuarios conectados directamente al STN asociados al mercado de comercialización j en el mes m, en kWh.

VCP_j : Ventas en el mercado de comercialización servido por el OR j, durante doce (12) meses, en kWh, realizadas por los comercializador diferentes al incumbente.

VCI_j : Ventas en el mercado de comercialización servido por el OR j, durante doce (12) meses, en kWh, realizadas por el comercializador incumbente (*).

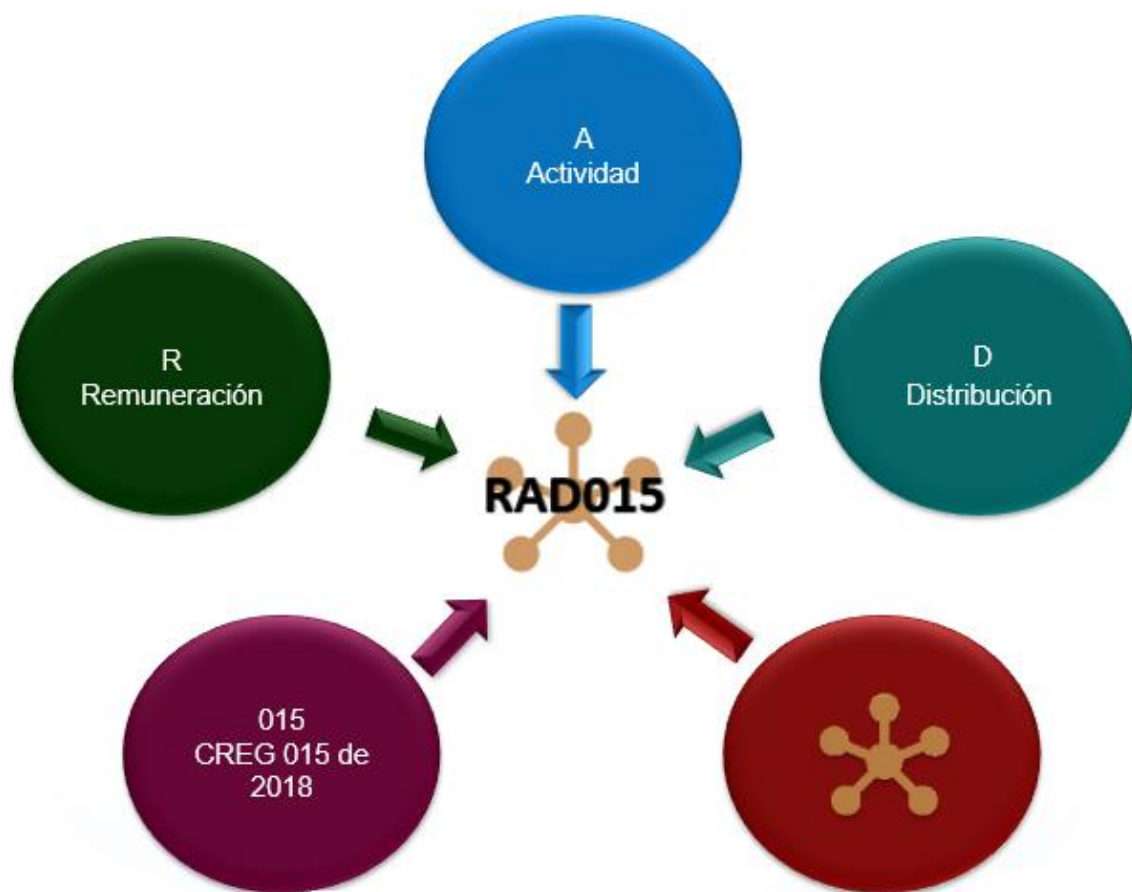
³⁰ Ibíd.

(*) Comercializador incumbente: Es el comercializador que atiende el mayor número de usuarios subsidiados en un mercado de comercialización.

4. HERRAMIENTA RAD015

Las iniciales de la herramienta RAD015 provienen de las palabras Remuneración, Actividad y Distribución, un símbolo de la distribución y el número 015 que proviene de la resolución CREG 015 de 2018, como se muestra en la Figura 9.

Figura 9. Esquema de la herramienta RAD015.



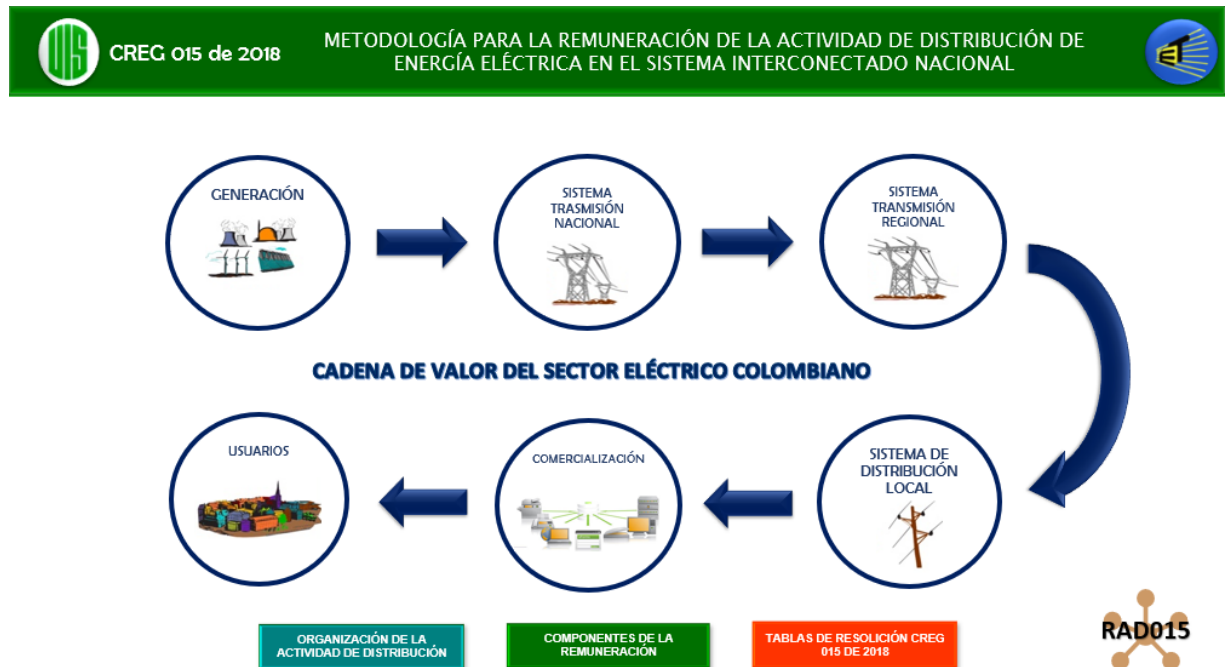
Fuente: elaboración del autor

la cual fue desarrollada con el fin de explicar la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica, resolución CREG 015 de 2018.

Esta herramienta fue desarrollada con el programa Excel, el cual hace parte del paquete de Microsoft Office y gracias a esto tiene la posibilidad de interactuar con los otros programas que hacen de este paquete por medio de hipervínculos.

RAD015 está conformada por tres módulos como se muestra en la figura 10

Figura 10. Presentación de la herramienta RAD015.



Fuente: elaboración del autor

4.1 ORGANIZACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN

Con este módulo se busca que el usuario conozca la estructura básica de esta resolución, para lograrlo el módulo se programó por medio de hipervínculos, los cuales permiten al usuario navegar en él.

La primera fase de este módulo consiste en explicar el proceso de la actividad de distribución de energía eléctrica, para esto se empleó el uso de mapas conceptuales

como estrategia de aprendizaje para los usuarios de la herramienta RAD015. Debido a que los mapas conceptuales son una “estrategia didáctica puede ser un instrumento eficaz para el desarrollo del pensamiento científico en los estudiantes, porque en ellos se ponen de manifiesto las características esenciales de este tipo de pensamiento, el carácter jerárquico, el carácter integrador y la multiplicidad de descripciones”³¹. Lo que se buscó con esto es que los usuarios captaran nueva información de forma ordenada utilizando las ideas principales de un modo sencillo y rápido.

Los mapas conceptuales están conformados por conceptos, palabras de enlace, proposiciones y líneas de conectores o de unión. A continuación, se presenta en las Figuras 11 y 12 la estructura de la organización de la actividad de distribución de energía eléctrica.

.

³¹ ESCUELA NACIONAL DE SALUD PÚBLICA, página web 2018 disponible en: http://www.bvs.sld.cu/revistas/ems/vol21_3_07/ems07307.html

Figura 11. Organización de la actividad de distribución de energía eléctrica parte I.



Fuente: elaboración del autor

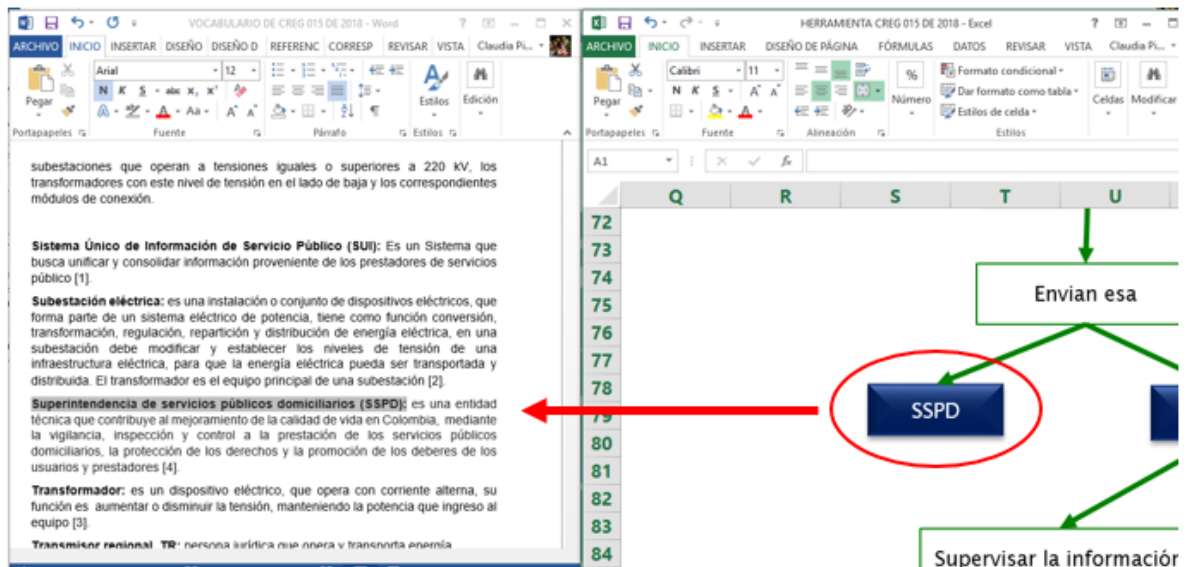
```

graph TD
    Usuarios[Usuarios] --> SeDetermina[Se determina su]
    SeDetermina --> Medidor[Medidor]
    Medidor --> LaInformacion[La información]
    LaInformacion --> OperadorRed[Operador de red]
    OperadorRed --> Remuneracion[Remuneración]
    Remuneracion --> Comercializadores[Comercializadores]
    Comercializadores --> Facturan[Facturan]
    Facturan --> Formula[CUy = G + T + D + PR + R + Cy]
    Comercializadores --> EnvianInformacion[Envían esta información]
    EnvianInformacion --> OperadorRed
    OperadorRed --> EnvianEsaInformacion[Envían esa información]
    EnvianEsaInformacion --> SSPD[SSPD]
    EnvianEsaInformacion --> LAC[LAC]
    SSPD --> Supervisar[Supervisar la información]
    LAC --> Calcula[Calcula]
    Calcula --> CargosUso[Cargos de uso]
    Calcula --> IngresoOR[Ingreso del OR]
    Calcula --> CargosTension[Cargos por nivel de tensión]
    CargosUso --> Facturan
    IngresoOR --> Facturan
    CargosTension --> Facturan
    Facturan --> Usuarios
  
```

El diagrama de flujo ilustra el proceso de facturación y remuneración en el sector eléctrico. Comienza con los **Usuarios**, quienes determinan su consumo a través de un **Medidor**. La información es enviada al **Operador de red**, quien la envía a los **Comercializadores**. Los **Comercializadores** calculan los cargos de uso, ingreso del OR y cargos por nivel de tensión, y luego facturan. La remuneración se envía de vuelta al **Operador de red**, quien la envía a los **Usuarios**. El **Operador de red** también supervisa la información y calcula los cargos de uso, ingreso del OR y cargos por nivel de tensión.

Cada uno de los componentes que se encuentran señalados de color azul oscuro en el mapa conceptual de las figuras 11 y 12, está programado para enviar al usuario a un documento de Word, donde se encuentra el concepto de cada uno de estos componentes, como se muestra en la figura 13.

Figura 13. Enlace entre Excel y Word.



Fuente: elaboración del autor

La segunda fase de este módulo son los aspectos generales de la resolución CREG 015 de 2018, los cuales son: inversiones, calidad del servicio, pérdidas de energía eléctrica, ingresos de OR y remuneración. La forma como el usuario se dirige a esta fase es por medio del enlace que se encuentra en la parte inferior izquierda de la fase uno.

Cada uno de estos aspectos se encuentra enlazado a una hoja de Excel donde se localiza un mapa conceptual, explicando la estructura de cada uno de estos, como se muestra en la Figura 14.

ESTRUCTURA DE REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La estructura de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica se compone de los siguientes elementos:

- 1. **Estructura de remuneración de la actividad de distribución** (Resumen)
- 2. **Estructura del proceso de la calidad del servicio**
- 3. **Procedimiento para los planes de inversión**
- 4. **Estructura de los ingresos de los OR**
- 5. **Aspectos de pérdidas de energía y gestión de planes de pérdidas**

El flujo de remuneración se define por la siguiente lógica:

```

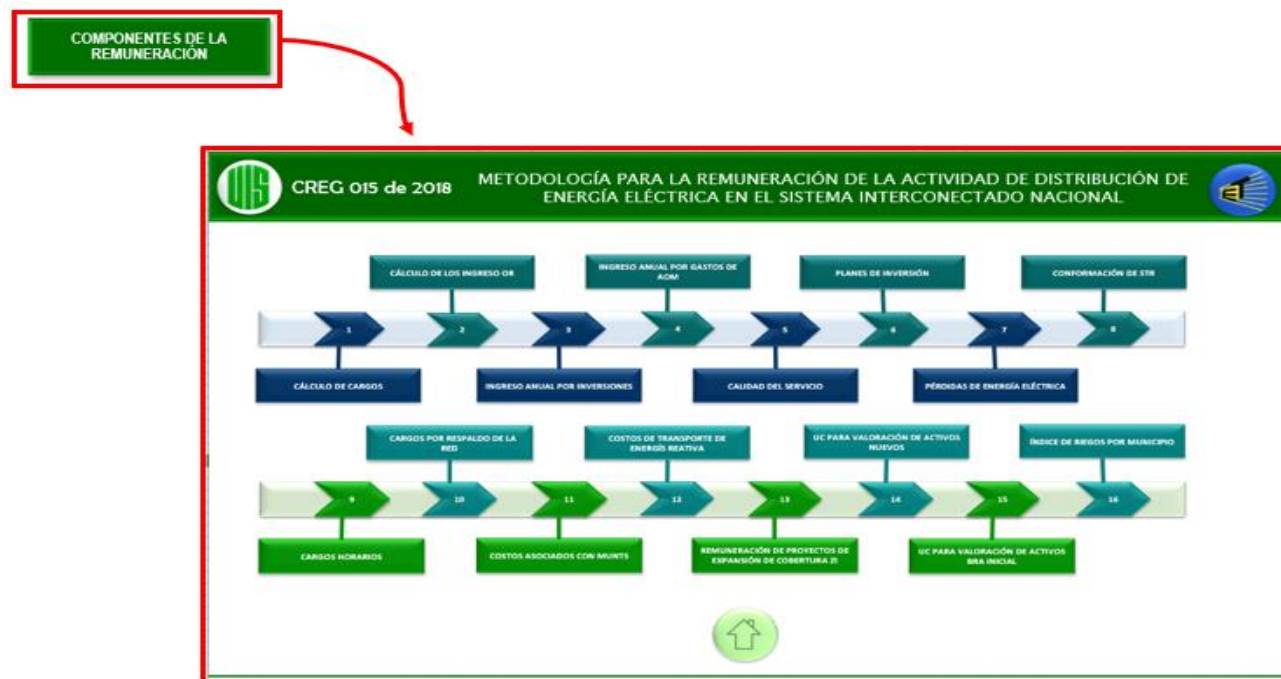
graph TD
    A[ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA] --> B{¿Cómo se remunerar?}
    B --> C[Por unidad de energía por venta]
    B --> D{¿Cuál es?}
    D --> E[Las empresas distribuidoras CORFOOT no cubren a los usuarios por el uso de sus equipos para la prestación del servicio]
    E --> F{Se calculan}
    F --> G[Por nivel de servicio]
    C --> H{Esta conformada}
    H --> I[Carga por miembros de calidad de servicio para los CUL]
    H --> J[Carga por nivel de servicio]
    H --> K[Factor de pérdidas]
    I --> L{Esta integrada}
    L --> M[Carga por miembros]
    L --> N[Compensación de los ingresos a usuarios en base del CUL]
    J --> O{Esta integrada}
    O --> P[Energía recibida al sistema del CUL]
    O --> Q[Índice de pérdidas del CUL]
    O --> R[Ingreso de CUL]
    K --> S{Esta conformada}
    S --> T[Ingreso por mantenimiento]
    S --> U[Ingreso por transporte de red]
    S --> V[Ingreso por gestión ACM]
    S --> W[Ingreso por MUNIT]
    S --> X[Ingreso por transporte de energía reactiva]
  
```

El diagrama de flujo detalla la estructura de remuneración, partiendo de la actividad de distribución de energía eléctrica y considerando factores como la calidad del servicio, el nivel de servicio, las pérdidas y los ingresos de los usuarios (CUL).

4.2 COMPONENTES DE LA REMUNERACIÓN

55

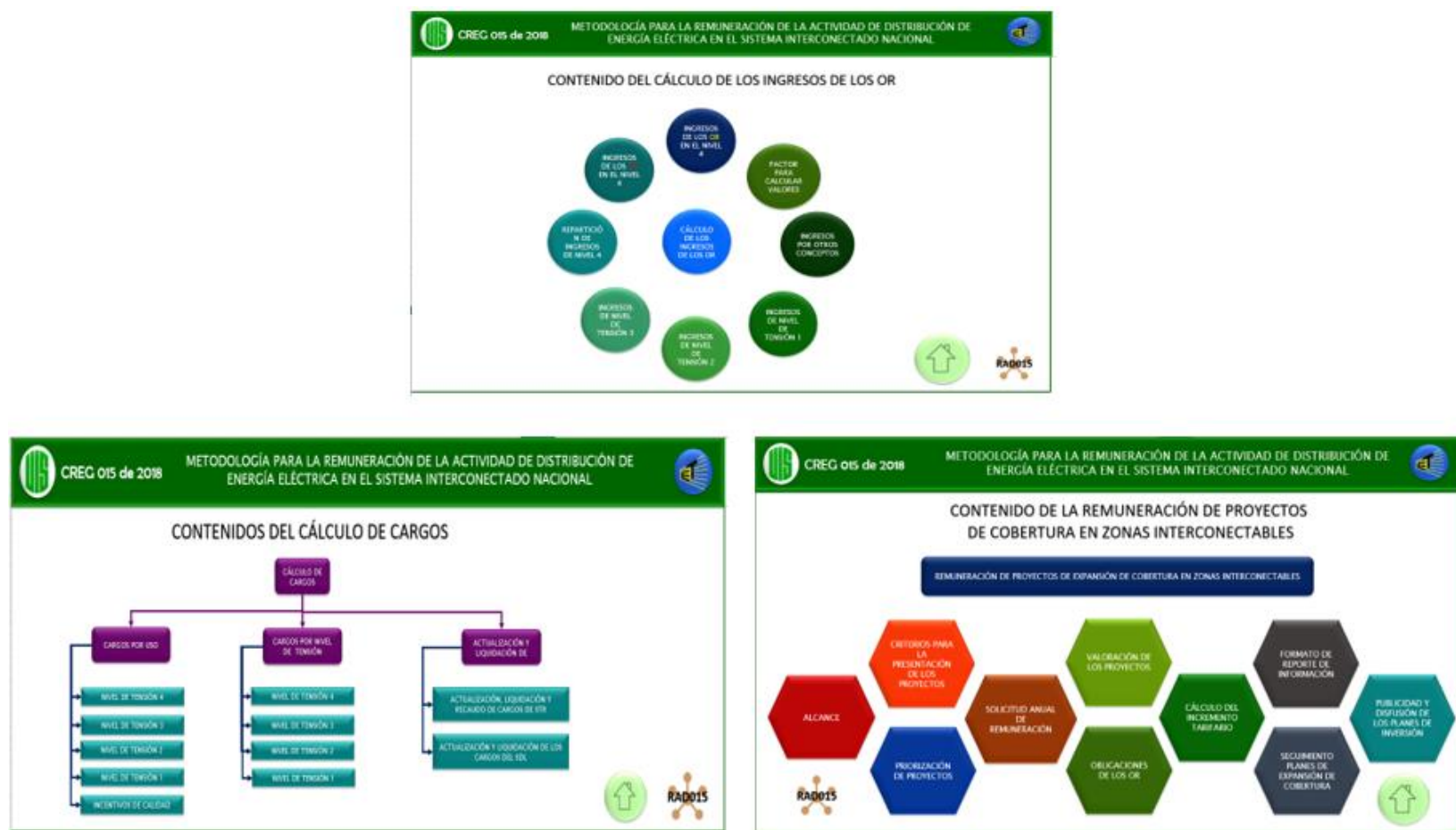
Figura 15. Componentes de la Resolución CREG 015 de 2018.



Fuente: elaboración del autor

Cada componente que se muestra en la Figura 15 se encuentra en una casilla que hace las veces de botón, donde al oprimir “clic”, el usuario será dirigido a una hoja de Excel en la que se encuentra el contenido del componente en cuestión. En la Figura 16 se muestran tres tipos de diagramas que el usuario puede encontrar durante el uso de la herramienta.

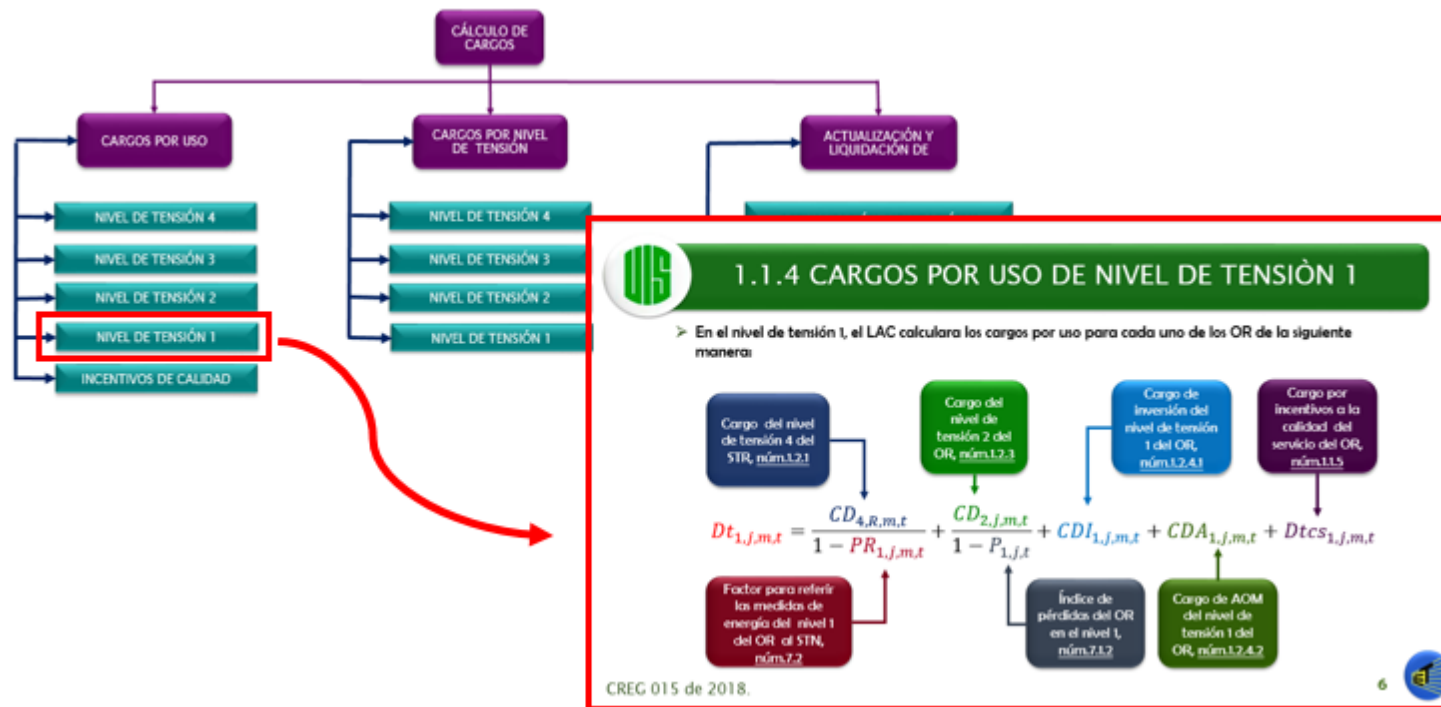
Figura 16. Tres tipos de diagramas de la herramienta RAD015.



Fuente: elaboración del autor

Cada componente que se encuentra en los diagramas está programado para ejecutar una presentación en Power Point en la cual se explica su temática o las ecuaciones correspondientes. En la Figura 17 se muestra un ejemplo.

Figura 17. Ejemplo de funcionamiento de la herramienta RAD015.



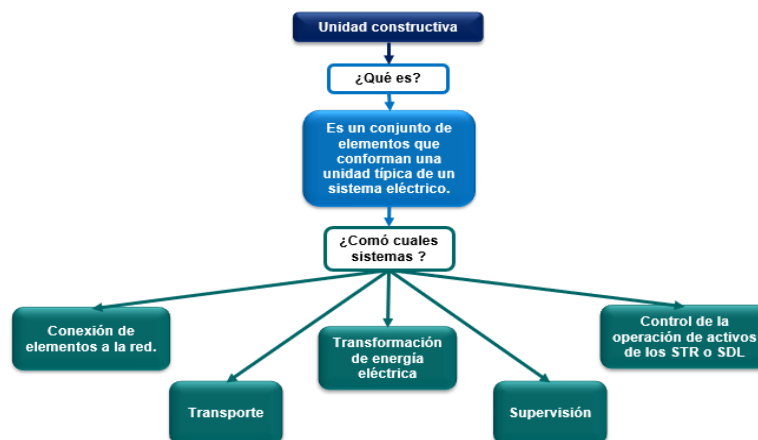
Fuente: elaboración del autor

Como se observa en la Figura 17, las expresiones de numeración, como por ejemplo “núm.1.2.1”, se encuentran subrayadas, pues son hipervínculos que dirigen al usuario a una sección informativa respecto a la ecuación que se esté mostrando.

4.3 TABLAS DE LA RESOLUCIÓN CREG 015 DE 2018

El último módulo está relacionado con las tablas de los siguientes capítulos: unidades constructivas para valoración de activos nuevos, unidades constructivas para valoración de activos BRA (Base Regulatoria de Activos) inicial e índices de riesgo por municipio. A continuación, se presenta en la Figura 18 la estructura de las unidades constructivas.

Figura 18. Concepto de la UC.



Fuente: elaboración del autor

La función de este módulo es que el usuario pueda realizar un presupuesto fácilmente. Para esto el usuario inicialmente encontrara un listado con todas las tablas que se encuentran en la Resolución CREG 015 de 2018. A cada tabla que requería de una operación matemática se le añadió dos columnas, como se muestra en la figura 19.

Figura 19. Tablas de las Unidades Constructivas.

 CREG 015 de 2018 METODOLOGÍA PARA LA REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 					
UNIDADES CONSTRUCTIVAS PARA VALORACIÓN DE ACTIVOS NUEVOS					
UC ASOCIADAS A LÍNEAS					
Tabla 8 UC de módulos de transformador de conexión al STN y Otros Tabla 9 UC de equipos de subestación de nivel de tensión 4 Tabla 10 UC de equipos de subestación de nivel de tensión 3 Tabla 11 UC de equipos de subestación de nivel de tensión 2 Tabla 12 Unidades constructivas de líneas de nivel de tensión 4 Tabla 13 UC de líneas de nivel de tensión 3 Tabla 14 UC de líneas de nivel de tensión 2 Tabla 15 UC de transformadores de conexión al STN Tabla 16 UC de transformadores de potencia de niveles de tensión 4, 3 y 2 Tabla 17 UC de equipos de nivel de tensión 4 Tabla 18 UC de equipos de nivel de tensión 3 Tabla 19 UC de equipos de nivel de tensión 2 Tabla 20 Unidades constructivas de áreas reconocidas por componente Tabla 21 Control de áreas reconocidas por componente Tabla 22 Áreas reconocidas por componente Tabla 23 Áreas reconocidas por componente Tabla 24 Áreas típicas reconocidas por componente COSTOS ACTIVOS Tabla 25 Costo de áreas reconocidas por componente Tabla 26 Costo de áreas reconocidas por componente Tabla 27 Costo de áreas reconocidas por componente					
Tabla 14 UC de líneas de nivel de tensión 2.					
UC	DESCRIPCIÓN	VALOR INSTALADO [\$ dic 2017]	CANTIDAD	VALOR TOTAL [\$ dic 2017]	
N2L76	Canalización urbana 2x4"	369.585.000			
N2L77	Canalización urbana 4x4"	525.751.000			
N2L78	Canalización urbana 6x4"	550.569.000			
N2L79	Canalización urbana 6x4" y 3x6"	828.685.000			
N2L80	km de conductor (3 fases) ACSR 4 AWG	10.968.000			
N2L81	km de conductor (3 fases) ACSR 2 AWG	12.347.000			
N2L82	km de conductor (3 fases) ACSR 1 AWG	13.383.000			
N2L83	km de conductor (3 fases) ACSR 1/0 AWG	14.814.000			
N2L84	km de conductor (3 fases) ACSR 2/0 AWG	16.647.000			
N2L85	km de conductor (3 fases) ACSR 3/0 AWG	21.807.000			
N2L86	km de conductor (3 fases) ACSR 4/0 AWG	25.134.000			

Fuente: elaboración del autor

La columna que se encuentra de color verde es donde el usuario coloca la cantidad de la unidad constructiva que necesite o la longitud de la línea, según corresponda. En la segunda columna el usuario tendrá el valor total. Para las tablas que no tiene la columna de color verde el usuario tomara el valor que se encuentre en la esa tabla.

La manera en el que el usuario puede navegar por los módulos y sus fases es por medio de los botones redondos, con el símbolo de una casa como se muestra en la Figura 20. La función del botón es regresar al usuario a la fase anterior.

Figura 20. Herramienta que permite al usuario navegar por sus módulos.



Fuente: elaboración del autor

El botón de color azul corresponde a el módulo de organización de la actividad de distribución, el de color verde corresponde al módulo de componentes de la remuneración y el color salmón es de las tablas de resolución CREG 015 de 2018.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El desarrollo de la herramienta RAD015 en el trabajo de grado generó las siguientes conclusiones y recomendaciones.

5.1 CONCLUSIONES

En el trabajo de grado se elabora la herramienta RAD015, la cual explica la metodología para remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica – CREG 015 de 2018. Esta herramienta fue desarrollada con el programa Excel y está conformada por tres módulos y un diccionario donde se expone el vocabulario usado en la resolución.

El primer módulo denominado organización de la actividad de distribución, expone cómo se desarrolla la actividad de distribución y resalta los factores que afectan la remuneración de la actividad de distribución. Esto se logró por medio de mapas conceptuales, los cuales son utilizados como herramienta informativa, resaltando factores principales ordenados jerárquicamente. Estos mapas conceptuales se encuentran en la primera y la segunda fase de este módulo.

El segundo módulo, fue denominado componentes de la remuneración, se encuentran todos los componentes de esta resolución. Este módulo está conformado por tres fases, en la primera se encuentra el menú, la segunda corresponde a la estructura de cada capítulo y la tercera es donde se explican las fórmulas por medio de presentaciones de Power Point. Estas presentaciones se encuentran enlazadas con otras presentaciones.

En el último módulo establecido como tablas de la resolución CREG 015 de 2018, es un módulo práctico didáctico, donde se encuentran todas las tablas de las

unidades constructivas (UC), y se utilizan para que los usuarios puedan obtener un presupuesto.

La importancia de conocer la resolución CREG 015 de 2018 radica en que la actividad de distribución de energía eléctrica tiene una participación de alrededor del 36% en la tarifa de esta energía. Este es un porcentaje importante, considerando que el Costo Unitario está conformado por seis componentes. Adicionalmente se debe resaltar es que en todo el sistema nacional hay una gran cantidad de empresas que ejercen este servicio, por este motivo es importante que los estudiantes y los profesionales vinculados con esta actividad, conozcan cómo se remunera, dadas las implicaciones para las empresas de distribución de energía eléctrica.

La resolución CREG 015 de 2018 tiene grandes retos en la actividad de distribución, que afectan en la su remuneración, lo que busca esta resolución es que los OR mejoren su servicio, para esto utilizaron un mecanismo de estrategia que fue la de incentivos si mejora su calidad del servicio, mejorando con esto sus ingresos. Para que esto sea posible los OR deberán invertir en su sistema, si estas inversiones son efectivas y logran las metas establecidas en esta resolución, los usuarios contribuirán de manera monetaria vía tarifa.

El desarrollar este trabajo de grado me sirve en mi parte profesional porque adquirí el conocimiento de la resolución CREG 015 de 2018 la cual tiene vigencia de 5 años aproximadamente. Esto es una gran ventaja debido a que muy pocos profesionales tienen conocimiento en las resoluciones expedidas por la Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG).

5.2 RECOMENDACIONES

Para la segunda fase de este proyecto de grado se recomienda elaborar un módulo que evalúe el conocimiento adquirido por los usuarios de la herramienta RAD015.

Realizar un convenio con varios OR para recolectar datos reales de algunos circuitos y poder hacer un estudio más profundo en temas como la calidad del servicio, pérdidas de energía e inversiones del sistema.

BIBLIOGRAFÍA

ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA – ASOCODIS. Metodología de Remuneración de la Distribución Eléctrica. [En Línea]. CREG. marzo de 2015. Disponible en: http://www.creg.gov.co/phocadownload/presentaciones/ponencia_asocodis.pdf

ASOCIACIÓN IBEROAMERICANA DE ENTIDADES REGULADORAS DE LA ENERGÍA – RIAE. Página Web. 2018. Disponible en: <https://www.ariae.org/sites/default/files/2017-03/Metodolog%C3%ADa%20para%20retribuir%20las%20actividades%20de%20transporte%20y%20de%20distribuci%C3%B3n%20de%20energ%C3%ADa%20el%C3%A9ctrica%20en%20Colombia%20-%20G.Castro.p>

CELSIA. Remuneración del Negocio de Distribución y temas de relevancia en la Generación. [En Línea]. CELSIA. Medellín, noviembre de 2014. Disponible en: <https://www.celsia.com/Portals/0/contenidos-celsia/accionistas-e-inversionistas/perfil-corporativo/presentaciones/pdf/material-evento-inversionistas-celsia-2014%E2%80%93capacitacion-analistas-1.pdf>

COLOMBIA, COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Circular 119 de 2007. Definición de la formula tarifaria de energía eléctrica, para el próximo periodo tarifario. Bogotá D.C 21 de junio de 2007, p. 42. Disponible en: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/dfd629252aa962b60525785a007a6f41/\\$FILE/D-043%20FORMULA%20TARIFARIA.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/dfd629252aa962b60525785a007a6f41/$FILE/D-043%20FORMULA%20TARIFARIA.pdf)

------. Historia en Colombia. [En Línea]. YouTube. Marzo 28 de 2016. Disponible en <https://www.youtube.com/watch?v=MufjVuxHAW8&t=2613s>

------. Transmisión y distribución de energía eléctrica en Colombia, Consolidación: Resoluciones CREG 178 y 179 de 2014. [En Línea]. DOCPLAYER. Madrid, marzo de 2015. Disponible en: <https://docplayer.es/13158895-Transmision-y-distribucion-de-energia-electrica-en-colombia-consolidacion-resoluciones-creg-178-y-179-de-2014-madrid-marzo-de-2015.html>

------. Distribución de energía eléctrica metodología de remuneración 2018-2022. Resolución CREG 010 de 2018. [En Línea]. CREG. Enero de 29 de 2018. Disponible en:
[http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/65f1aaf1d57726a90525822900064dac/\\$FILE/D-010-18%20DISTRIBUCI%C3%93N%20DE%20ENERG%C3%8DA%20EL%C3%89CTRICA.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/65f1aaf1d57726a90525822900064dac/$FILE/D-010-18%20DISTRIBUCI%C3%93N%20DE%20ENERG%C3%8DA%20EL%C3%89CTRICA.pdf)

------. Resolución CREG 015 de 2018 (enero, 29, 2018). “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. Bogotá D.C 2018, 239p. Disponible en:
[http://apolo.creg.gov.co/publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/65f1aaf1d57726a90525822900064dac/\\$FILE/Creg015-2018.pdf](http://apolo.creg.gov.co/publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/65f1aaf1d57726a90525822900064dac/$FILE/Creg015-2018.pdf)

COLOMBIA, PARATEC. Líneas de trasmisión por agentes operadores. Sistema interconectado nacional. [En Línea]. PARATEC XM. 02 de octubre de 2018. Disponible en:
<http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/transmision.aspx?q=lineas>

HERRERA CAIPA, Diego, et al. Metodología para remunerar la distribución de energía eléctrica, [En línea]. Bogotá: Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018, 24 p. Disponible en:

<http://www.creg.gov.co/phocadownload/publicaciones/metodologia%20operador.pdf>

IEB INGENIERÍA ESPECIALIZADA. Estudio para la Determinación de Unidades Constructivas STN, STR y SDL. [En Línea]. Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. 2012. Disponible en: http://www.creg.gov.co/phocadownload/presentaciones/estudio_determinacion_unidades_constructivas.pdf

LÓPEZ GONZÁLEZ, Diana María y TABARES ÁLVAREZ, Sandra Zuleica. Estudio de la tasa de remuneración del sistema de transmisión nacional de energía eléctrica en Colombia. [En Línea]. EAFIT. 2014. Disponible en: <http://www.eafit.edu.co/programas-academicos/posgrado/maestria-administracion-financiera/investigacion/Documents/Estudio%20Tasa%20de%20Remuneraci%C3%B3n%20STN%20Colombia.pdf>

MUÑOZ FRANCO, Juan Elvis y HURTADO VILLEGAS, Andrés Mauricio. Modelo de análisis probabilístico para estimar los indicadores de calidad del servicio de energía eléctrica del Grupo EPM en el departamento de Antioquia. [En Línea]. Universidad EAFIT. Tesis de Pregrado. Medellín, 2018. Disponible en: https://repository.eafit.edu.co/bitstream/handle/10784/12551/JuanElvis_Mu%C3%B1ozFranco_Andr%C3%A9sMauricio_HurtadoVillegas_2018.pdf?sequence=2&isAllowed=y