

**DISEÑO DE LA AUTOMATIZACIÓN PARA LA DETECCIÓN,
SECCIONALIZACIÓN Y RESTAURACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA
ELÉCTRICA ANTE FALLAS DE UN CIRCUITO DE MEDIA TENSIÓN DE LA
RED ESSA**

**HUGO FERNANDO CRUZ
WILTON ANTONIO FLÓREZ ORTIZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES
ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA
BUCARAMANGA
2015**

**DISEÑO DE LA AUTOMATIZACIÓN PARA LA DETECCIÓN,
SECCIONALIZACIÓN Y RESTAURACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA
ELÉCTRICA ANTE FALLAS DE UN CIRCUITO DE MEDIA TENSIÓN DE LA
RED ESSA**

**HUGO FERNANDO CRUZ
WILTON ANTONIO FLÓREZ ORTIZ**

**Monografía presentada como requisito para optar al título de:
Especialista en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica**

**Director
CÉSAR ANTONIO DUARTE GUALDRÓN
PhD. Electrical and Computer Engineering**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES
ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA
BUCARAMANGA
2015**

DEDICATORIA

Dedico esta tesis a Dios y a mi familia. A Dios porque ha estado conmigo a cada paso que doy, cuidándome y dándome fortaleza para continuar y otorgándome salud y bienestar hasta el día de hoy para poder culminar esta tesis, a mi familia porque ha depositado su entera confianza en cada reto que se me presenta.

Los amo con mi vida.

HUGO FERNANDO CRUZ

A Dios por darme la vida y la maravillosa familia.

A mi Familia por ser mi inspiración.

WILTON ANTONIO FLÓREZ ORTIZ

AGRADECIMIENTOS

A mi esposa Erika, mi gran Amor; quien siempre estuvo a mi lado dándome soporte y motivación, por tolerar en silencio el sacrificio que implica la ausencia de las largas jornadas de estudio.

A mis hijos, José Fernando y Andrés Felipe, testigos y cómplices de este objetivo propuesto; Mis grandes motivadores quienes con una sonrisa y abrazo me daban la fuerza para seguir adelante y no desfallecer.

A nuestros compañeros de trabajo, quienes nos orientaron en la búsqueda de información. **HUGO FERNANDO CRUZ.**

A César Duarte, por ser el compañero que nos brindó su ayuda y conocimiento.

A Edy, Paula y Ángel por entender y apoyarme en el proyecto de vida. **WILTON ANTONIO FLÓREZ ORTIZ**

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	15
1. HISTORIA Y DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE ESSA.	17
1.1 HISTORIA DE ESSA.	17
1.2 OBJETIVOS DEL TRABAJO	18
1.3 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE ESSA.	19
1.4 REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA VIGENTE PARA ESSA.	21
1.4.1 Indicador de Duración Equivalente de las Interrupciones del Servicio (DES).	22
1.4.2 Indicador de Frecuencia Equivalente de las Interrupciones del Servicio (FES)	22
1.4.3 Indicadores de Seguimiento de la Calidad del Servicio Prestado.	23
1.4.4 Frecuencia Media de Interrupción por usuario en un periodo determinado.	25
1.4.5 Tiempo Total Promedio de Interrupción por usuario en un periodo determinado	26
1.5 CÁLCULO DE LOS INDICADORES DE CALIDAD PARA ESSA	26
1.5.1 Eventos por circuito para los años 2013 a 2014.	26
1.5.2 Consolidado de eventos en circuitos del grupo de Calidad 1 años 2013 y 2014.	28
1.5.3 Cálculo de indicadores SAIDI y SAIFI para los años 2013 y 2014	29
1.5.4 Valores compensados a los clientes de ESSA	31
1.5.5 Clasificación de circuitos de ESSA por carga	34
2. ESTADO DEL ARTE PARA LA LOCALIZACIÓN AUTOMÁTICAS DE FALLAS	36

2.1 TOPOLOGÍA DE LAS REDES ELÉCTRICAS	36
2.1.1 Sistemas radiales	36
2.1.2 Red en Anillo o Malla	36
2.2 FUNCIONES PARA LA AUTOMATIZACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN	37
2.2.1 Detección de fallas / aislamiento y restauración del servicio	37
2.2.2 Análisis de contingencia	37
2.2.3 Manejo de prioridades sobre interruptores.	38
2.2.4 Coordinación de relés de protección	38
2.3 APLICACIONES DE AUTOMATIZACIÓN EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN	38
2.3.1 Redes de distribución automatizadas	39
2.3.1.1 Diseño de automatización con reconectores	40
2.3.1.2 Aplicación práctica con reconectores	41
2.3.1.3 Diseño de automatización con reconectores y seccionalizadores	43
2.3.1.4 Aplicación práctica con reconectores y seccionalizadores	44
3. DISEÑO DE LA AUTOMATIZACIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN ESSA.	47
3.1 ANÁLISIS DE LOS INDICADORES DE CALIDAD DEL SERVICIO	47
3.1.1 Circuitos de media tensión en 13,2 kV por Grupo de Calidad	49
3.2 TIPO DE USO DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR CIRCUITO	49
3.3 ANÁLISIS DE LA ZONA GEOGRÁFICA E IMPACTO SOCIAL DE LA COBERTURA DEL CIRCUITO	51
3.4 DETERMINACIÓN DE LA MATRIZ DE PRIORIDADES PARA APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA	51
3.5 BALANCES DE CARGAS ENTRE LOS ALIMENTADORES	53
3.6 ANÁLISIS DE CARGA POR DIVISIÓN DE SEGMENTOS	55
3.7 LOCALIZACIÓN DE LOS DISPOSITIVOS DE CORTE	57
3.8 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE EQUIPOS	59
3.9 SISTEMA DE COMUNICACIONES	61

4. CONCLUSIONES	64
5. RECOMENDACIONES	66
6. OBSERVACIONES	67
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	69
BIBLIOGRAFÍA	72
ANEXOS	75

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1 Alumbrado público en Bucaramanga en el año 1891.	17
Figura 2 Logo de ESSA en el 2009.	18
Figura 3 Zonas de Distribución de Energía ESSA.	20
Figura 4 Sistema eléctrico ESSA en anillo de 115/34.5 kV de Bucaramanga.	21
Figura 5. Resumen de los grupos de calidad.	25
Figura 6. Eventos acumulados por circuito entre 2013 y 2014.	27
Figura 7. Numero de Eventos acumulados del año 2013 a 2014.	28
Figura 8. SAIFI-SAIDI mensual por grupo de Calidad para el año 2014.	31
Figura 9. Arquitectura para un sistema de telecontrol.	41
Figura 10. Imagen de Scada de dos reconectores.	42
Figura 11. Disposición de equipos con tres reconectores.	43
Figura 12. Disposición de equipos con cinco reconectores.	43
Figura 13. Caso de ejemplo en la ciudad de Uruguay.	45
Figura 14. Ubicación de fallas del caso UTE.	46
Figura 15 División por segmentos de carga.	56
Figura 16 Interior de caja de control del reconector.	60
Figura 17. Red de comunicaciones ESSA dentro una infraestructura Smart Grid.	63

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1 Valores Máximos Admisibles para los indicadores DESc y FESc.	24
Tabla 2. SAIDI y SAIFI calculados en los años 2013 y 2014.	30
Tabla 3. 20 mayores valores compensados en el año 2014.	32
Tabla 4. 20 mayores valores compensados en el año 2014 del grupo 1.	33
Tabla 5. 20 mayores valores compensados y caracterización de usuarios.	34
Tabla 6. Circuitos de mayor carga en ESSA.	35
Tabla 7. Municipios por grupo de Calidad CREG 097/2008.	50
Tabla 8. Caracterización de los usos de energía grupo de Calidad 1.	50
Tabla 9. Pesos para los criterios de prioridades	52
Tabla 10. Presentación de resultados de análisis de prioridades.	53
Tabla 11 Esquema de operación por segmentos de carga.	58
Tabla 12. Características técnicas del reconectador.	61

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Eventos acumulados por circuito en el año 2013 a 2014.	75
Anexo B. Eventos acumulados por circuito en el año 2013 a 2014.	76
Anexo C. Valores SAIDI y SAIFI por mes en el año 2014.	77
Anexo D. Clasificación de las compensaciones	78
Anexo E. Clasificación de las compensaciones	79
Anexo F. Circuitos de carga tipo industrial.	80
Anexo G. Circuitos de carga tipo comercial.	81
Anexo H. Circuitos de carga tipo residencial	82
Anexo I. Circuitos de carga tipo Oficial	83
Anexo J. Características técnicas de reconector en el mercado actual.	84
Anexo K. Tecnologías de comunicación inalámbrica.	85
Anexo L. 28_507 SUR ESSA	86
Anexo M. Carga de Circuito 28507 y Suplencias	86
Anexo N. Flujo Carga 28 507 marzo 25 2015	86

LISTA DE ABREVIATURAS

CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
DES	Indicador de Duración Equivalente de las Interrupciones del Servicio
DMS	Sistema de Gestión de Distribución
ESSA	Electrificadora de Santander S.A E.S.P
FES	Indicador de Frecuencia Equivalente de las Interrupciones del Servicio
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional
OR	Operador de Red
SAIFI	Frecuencia Media de Interrupción por usuario en un periodo determinado
SCADA	Supervisión, Control y Adquisición de Datos
SDL	Sistema de Distribución Local
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SOE	Secuencia Operativa de Eventos
STR	Sistema de Transmisión Regional

RESUMEN

TÍTULO: DISEÑO DE LA AUTOMATIZACIÓN PARA LA DETECCIÓN SECCIONALIZACIÓN Y RESTAURACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA ANTE FALLAS DE UN CIRCUITO DE MEDIA TENSIÓN DE LA RED ESSA.

AUTOR: HUGO FERNANDO CRUZ
WILTON ANTONIO FLOREZ ORTIZ**

PALABRAS CLAVE: Restauración automática, telecontrol, ubicación óptima, integración al SCADA.

DESCRIPCIÓN:

La continuidad y calidad del servicio de energía eléctrica son la base fundamental para la operación de todo sistema de distribución de energía eléctrica. Estas características que se ven afectadas con la ocurrencia de fallas en la infraestructura eléctrica siendo el interés de este trabajo el análisis en el nivel de media tensión de ESSA. El objetivo de esta monografía consiste en determinar las características a evaluar para fijar el procedimiento en la priorización de circuitos de media tensión ESSA y diseñar la automatización para la detección, seccionalización y restauración del servicio de energía eléctrica ante fallas. Para lograrlo se debe definir los dispositivos de automatización y su ubicación a partir del impacto en la calidad del servicio, además de sus características técnicas de monitorización, protocolos de comunicación y control. El presente trabajo tuvo en cuenta el diagnóstico de los circuitos de mayor carga, índices de calidad, compensaciones, impacto social, económico, flujos y traslados de carga. El resultado de las simulaciones experimentales validará el cumplimiento en límites de tensión – regulación y máximos niveles de carga en equipos para minimizar los tiempos de desconexión y afectación de los usuarios.

Con lo establecido en la Resolución CREG 110 de 2012, la cual establece que a los tres años después de que el OR, haya iniciado la aplicación del Esquema de Incentivos y Compensaciones, debe tener instalados, en cada circuito de su red, mínimo dos elementos tele medidos de detección de ausencia/presencia de tensión. El proyecto aporta al cumplimiento de las exigencias regulatorias al integrar la supervisión de los equipos instalados sobre la red de media tensión, permitiendo la recuperación de la inversión inicial a través de los cargos por uso reglamentado en la CREG 097 del 2008 con una ventana de tiempo mayor al marco regulatorio exigido.

* Monografía

** Facultad de Ingenierías Físico – Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Especialización en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica. Director: PhD. César Antonio Duarte Gualdrón

SUMMARY

TITLE: AUTOMATION DESIGN FOR THE DETECTION, SECTIONALIZING AND SERVICE RESTORATION AFTER A POWER FAILURE FOR A MEDIUM VOLTAGE DISTRIBUTION CIRCUIT OF ESSA.

AUTHOR: HUGO FERNANDO CRUZ
WILTON ANTONIO FLOREZ ORTIZ**

KEYWORDS: *Automatic Restoration, remote, convenient location, SCADA integration.*

DESCRIPTION:

The reliability and quality of electricity service are the fundamental base of the operation of any electric power distribution network. These characteristics, which are affected by the occurrence of faults in the electrical infrastructure, remain the focus of this paper for a medium voltage level circuit of ESSA. The objective of this study is to determine the characteristics to be evaluated in order to establish the procedure for prioritizing ESSA medium voltage circuits and design the automation scheme for detecting, sectionalizing and service restoration after a service failure. In order to achieve this, we must define the automation devices and their location from their impact on service quality, along with their monitoring techniques, communication protocols and control features. This design took into account the diagnosis of the circuits supplying greater loads, quality indexes, and compensation expenses. The results of experimental simulations validate the compliance voltage limits - regulation and load peaks equipment to minimize timeouts and number of non-served users. With the provisions of Resolution CREG 110 of 2012, which states that three years after the OR, has started implementing the Incentive Scheme and Compensation must be installed on each network circuit, at least two elements tele measured detection absence / presence of voltage. The project contributes to the fulfillment of the regulatory requirements by integrating monitoring equipment installed on the medium voltage network, allowing recovery of the initial investment through usage charges regulated by the CREG 097 of 2008 with a time window higher than the required regulatory framework.

* Monograph

** Dean of Physical-Mechanical Engineering. School of Electrical, Electronic and Telecommunication Engineering. Specialization in Electric Power Distribution Systems. Adviser: PhD. César Antonio Duarte Gualdrón

INTRODUCCIÓN

El continuo crecimiento de carga concentrada en las cabeceras municipales ha generado que los operadores de red tengan que realizar inversiones con planeación de corto plazo que permita reconfigurar y/o repotenciar las redes eléctricas, teniendo como premisa las restricciones técnicas propias de la red en cuanto a carga y regulación, además de factores como los planes de ordenamiento territorial que dificultan la trazabilidad de nuevos trayectos de red en los cascos urbanos y eleva los costos de construcción por obligar al Operador de Red (OR) a llevar la red en forma subterránea. De esta manera se hace necesario plantear soluciones operacionales y técnicas que optimicen las maniobras ante eventos no programados minimizando el tiempo de ausencia de tensión (Demanda No Atendida) que repercute al final en indicadores económicos tanto para los usuarios como para el OR. La regulación en materia de calidad del servicio cada vez es más exigente en propender por la defensa del usuario de energía eléctrica y sancionar al prestador de servicio con compensaciones al usuario cuando se violan los límites establecidos para los indicadores de calidad.

Este trabajo se divide en tres capítulos. El capítulo uno, presenta un resumen histórico de la evolución como empresa, la división operativa de la empresa y los indicadores de calidad. Se realiza un análisis de los circuitos de Media tensión en temas como clientes versus número de disparos, mayor compensación de los circuitos por grupo de Calidad y caracterización de los clientes por uso de energía. El capítulo dos, presenta el estado del arte de la automatización de las redes de Media tensión con sus características técnicas y operacionales en su forma básica como son el elemento de corte en cabecera del circuito y un elemento más en la mitad del circuito que tienen empresas del sector eléctrico. Como componentes adicionales al tema eléctrico, se presenta la descripción de la tecnología en

materia de telecomunicaciones para lograr la integración de los equipos de control al centro de control, considerando el SCADA y los programas (software) que existen en el mercado para el análisis y detección de fallas en la red eléctrica.

Finalmente, el capítulo tres describe el análisis técnico para la ubicación óptima de equipos de corte y reconexión bajo carga en los circuitos de media tensión los cuales logran, mediante una programación preestablecida, la detección, seccionalización y restauración del servicio de energía eléctrica ante fallas sectorizadas; lo cual significa para el operador mantener la continuidad del servicio mejorando los indicadores de calidad y garantiza los objetivos en los cuales está apalancada la empresa para brindar un mejor servicio.

1. HISTORIA Y DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE ESSA.

1.1 HISTORIA DE ESSA.

En el pasado los señores Julio Jones Benítez y Renaldo Goelkel llegaron a la región con la idea de iluminar la naciente villa que hoy en día es la ciudad de Bucaramanga, con lo cual se logró reemplazar las lámparas de petróleo y las velas de cebo [1].

El 30 de agosto de 1891 se dio inicio a la iluminación de la villa con treinta (30) focos de arco de mil doscientas (1200) bujías (Figura 1) y nace la Empresa de Energía Eléctrica, convirtiéndose en la primera en utilizar la hidroelectricidad, tanto para el alumbrado público como para el servicio doméstico. La primera planta generadora se llamó Chitota, que aprovechaba la caída de agua del Río Surata, la cual contaba con un generador de corriente continua, especial para alumbrado de arco y un motor de turbina de capacidad de trescientos (300) caballos de fuerza [1].

Figura 1 Alumbrado público en Bucaramanga en el año1891.



Fuente: Tomado de la referencia [1].

Estos avances en el desarrollo de energía ubicó a Santander como la segunda región en el país, después de Bogotá; en materia de servicio de alumbrado público

y domestico para dar inicio a la creación de la compañía Eléctrica de Bucaramanga.

Para el año 1929, se dio la fusión de las dos empresas de energía eléctrica más importantes de la región para formar la empresa Eléctrica de Bucaramanga. En el año 1941 pasa a ser la empresa Hidroeléctrica del Rio Lebrija.

Para el año 2009, luego de un proceso de subasta pública, el estado vende sus acciones a Empresas Públicas de Medellín (Figura 2), con lo cual, la Gobernación de Santander aumenta su participación accionaria al 22.48% sin aportar recursos.

Figura 2 Logo de ESSA en el 2009.



Fuente: Tomado de la referencia [1].

ESSA presta los servicios de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica. Atiende 554 mil 079 clientes residenciales, comerciales e industriales en 92 municipios de los departamentos de Santander, Cesar y Bolívar en un área de más de 30 mil kilómetros cuadrados. [1].

1.2 OBJETIVOS DEL TRABAJO

El objetivo general de esta monografía es: Diseñar la automatización para la detección, seccionalización y restauración del servicio de energía eléctrica ante fallas de un circuito de media tensión de la red ESSA.

Para el alcance del objetivo general se plantearon la realización de los siguientes objetivos específicos:

- Establecer los criterios para seleccionar el circuito para el cual se diseñará la automatización.
- Determinar el tipo de dispositivos de automatización y su ubicación en el circuito a partir del impacto en la de calidad del servicio.
- Determinar los equipos de automatización que debe adquirir la empresa para llevar a cabo la automatización considerando los protocolos de comunicación, sistemas de monitorización, protección y control existentes en el circuito.

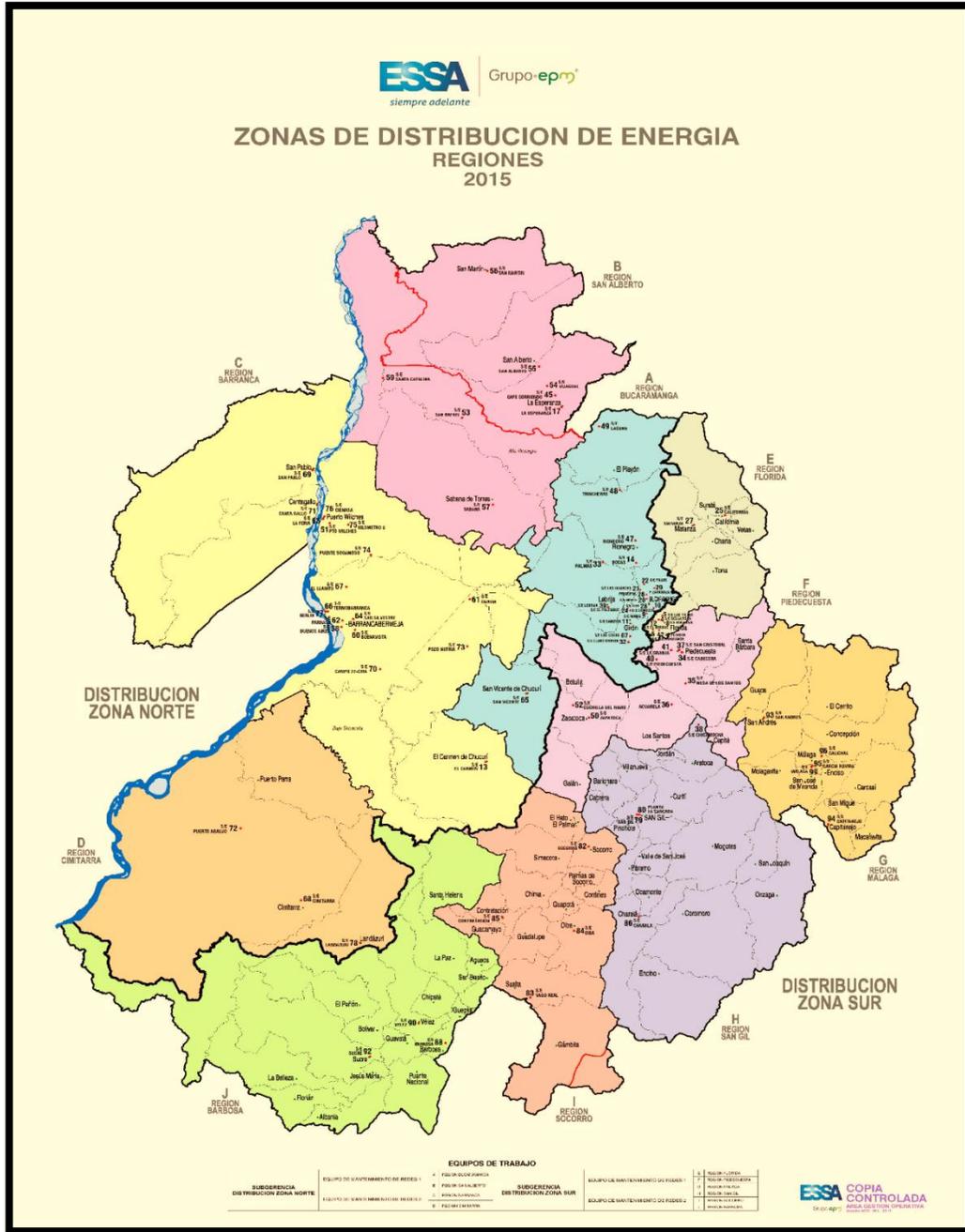
1.3 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE ESSA.

La cobertura de la infraestructura eléctrica ESSA está dividida en dos zonas de distribución de energía: Zona Sur y Zona Norte. Las Subregiones San Alberto, Barranca, Málaga y Sur del Bolívar son administradas por la Zona Norte; las subregiones Piedecuesta, San Gil, Socorro y Barbosa por la Zona Sur. La información comercial suministrada en el Informe de sostenibilidad ESSA 2013 presenta una cobertura de usuarios a nivel departamental de 665.310 clientes, de los cuales 594.357 son clientes residenciales, ver figura 3.

La energía necesaria para el suministro eléctrico del área metropolitana de Bucaramanga depende de las subestaciones Los palos (230/115/34.5/13.2 kV), Bucaramanga (230/115/34.5 kV), Real de Minas (230/115/34.5/13.2 kV), Florida (230/115/34.5/13.2 kV), Piedecuesta (230/115 kV) y Palenque (230/115/34.5/13.2 kV), las cuales están interconectadas por líneas a 115 kV formando un anillo. Estas subestaciones están integradas en un 95 % al centro de control, y están

involucradas en el Plan de Expansión aprobado por la UPME para el periodo 2013 / 2027 con una inversión aproximada de 562.785 millones [1].

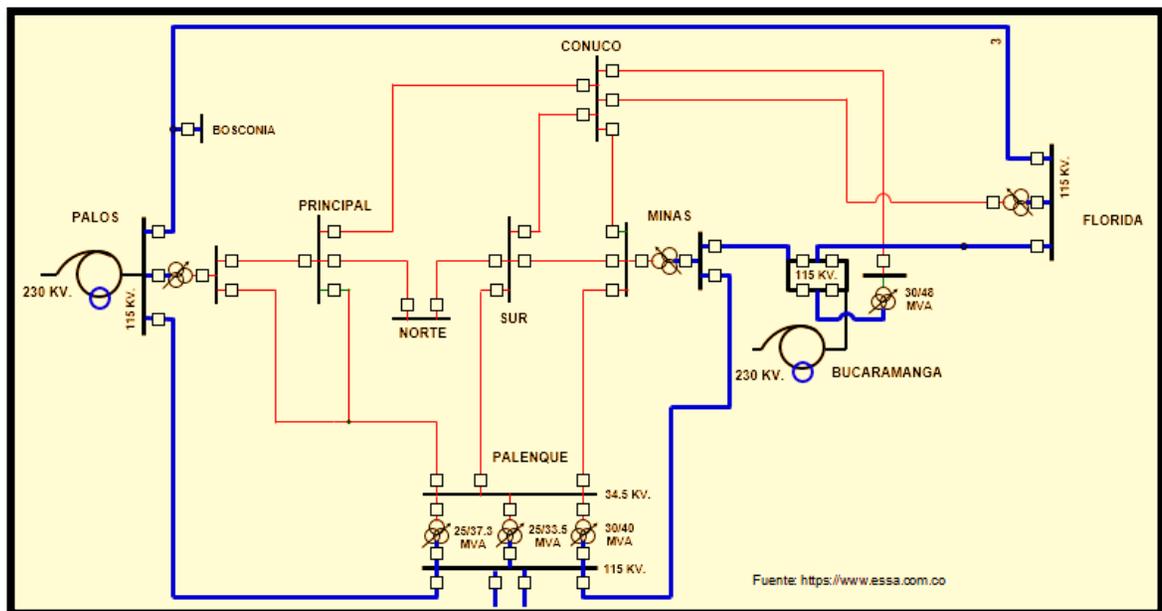
Figura 3 Zonas de Distribución de Energía ESSA.



Fuente: Tomado de la referencia [2]

En el Sistema de Distribución Local, el área urbana de Bucaramanga está alimentada por el anillo de 34,5 kV compuesto por las subestaciones Palos, Principal, Norte, Sur, Conucos, Palenque y Real de Minas (figura 4). En la Zona Bucaramanga ESSA tiene 174.000 clientes alimentados por 56 circuitos de 13.2 kV con una demanda aproximada de 430 MW a los cuales se debe brindar un servicio que le permita cumplir con los estándares de calidad, normas técnicas y regulatorias establecidas por las autoridades competentes.

Figura 4 Sistema eléctrico ESSA en anillo de 115/34.5 kV de Bucaramanga.



1.4 REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA VIGENTE PARA ESSA.

El sistema de regulación aplicado en la actualidad para el sistema eléctrico de ESSA es el de la CREG 070/ 1998 la cual establece dos indicadores:

1.4.1 Indicador de Duración Equivalente de las Interrupciones del Servicio (DES). Es el tiempo total, medido sobre los últimos doce (12) meses, en que el servicio es interrumpido en un Circuito (1.1).

$$DESc = \sum_{i=1}^{NTI} t(i) \quad (1.1)$$

Donde:

DESc : Sumatoria del Tiempo en horas de las interrupciones del servicio en un Circuito, durante los últimos doce (12) meses.

i: Interrupción *i*-ésima.

t(i): Tiempo en horas de la interrupción *i*-ésima.

NTI: Número Total de Interrupciones que ocurrieron en el Circuito durante los últimos doce (12) meses.

1.4.2 Indicador de Frecuencia Equivalente de las Interrupciones del Servicio (FES) Mide la confiabilidad de un STR (Sistema de Transmisión Regional) y/o SDL (Sistema de Distribución Local) como el número de interrupciones que presenta un Circuito durante los últimos doce (12) meses. Los OR's (Operadores de Red) deben calcular el Indicador *FESc* mensualmente para cada Circuito.

$$FESc = NTI$$

Donde:

FESc: Sumatoria del número de veces que el servicio es interrumpido en un Circuito, durante los últimos doce (12) meses.

NTI: Número Total de Interrupciones que ocurrieron en el Circuito durante los últimos doce (12) meses.

1.4.3 Indicadores de Seguimiento de la Calidad del Servicio Prestado. Para realizar un seguimiento de Calidad Media del Servicio Prestado por nivel de tensión se tienen los dos siguientes indicadores.

$$DES_n = \sum_{i=1}^{NT} \left(\frac{Ua(i)}{Un(i)} * t(t) \right) \quad (1.2)$$

$$FES_n = \sum_{i=1}^{NT} \left(\frac{Ua(i)}{Un(i)} \right) \quad (1.3)$$

Donde:

DES_n: Tiempo promedio por Usuario, en horas, de las interrupciones del servicio en el nivel de tensión n, durante los últimos doce (12) meses (1.2).

FES_n: Frecuencia promedio por Usuario, de las interrupciones del servicio en el nivel de tensión n, durante los últimos doce (12) meses (1.3).

i: Interrupción i-ésima.

t(i): Tiempo en horas de la interrupción i-ésima.

NT: Número Total de Interrupciones que ocurrieron en el nivel de tensión n, durante los últimos doce (12) meses.

Ua(i): Número Total de Usuarios afectados por la Interrupción i-ésima en el nivel de tensión n.

Un(i): Número Total de Usuarios en el nivel de tensión n, en el momento de la Interrupción i-ésima.

Los Valores Máximos Admisibles para los indicadores DES_c y FES_c establecidos por la regulación de energía en Colombia se pueden apreciar en la tabla 1, de acuerdo al grupo de calidad.

Tabla 1 Valores Máximos Admisibles para los indicadores DESc y FESc.

GRUPOS DE CALIDAD	AÑO	
	DESc	FESc
GRUPO 1	11	26
GRUPO 2	19	44
GRUPO 3	29	51
GRUPO 4	39	58

Fuente: Resolución CREG 084 de 2002.

La regulación determina el cálculo del DESc y FESc con base en las siguientes reglas:

GRUPO 1, Circuitos ubicados en Cabeceras municipales con una población superior o igual a 100.000 habitantes según último dato certificado por el DANE (Departamento Administrativo Nacional de Estadística). Para ESSA se encuentran en este grupo las ciudades de Bucaramanga, Barrancabermeja, Floridablanca y Girón.

GRUPO 2, Circuitos ubicados en Cabeceras municipales con una población menor a 100.000 habitantes y superior o igual a 50.000 habitantes según último dato certificado por el DANE. Para ESSA se encuentran en este grupo el municipio de Piedecuesta.

GRUPO 3, Circuitos ubicados en Cabeceras municipales con una población inferior a 50.000 habitantes según último dato certificado por el DANE. Para ESSA se encuentran en este grupo los municipios de San Gil, Socorro, San Alberto, Puerto Wilches, Cimitarra, Barbosa y Málaga.

GRUPO 4, Circuitos ubicados en Suelo que no corresponde al área urbana del respectivo municipio o distrito, ver figura 5.

La ubicación física de la subestación determina el Grupo al cual pertenecen los circuitos correspondientes a alimentadores primarios que se encuentran conectados a la misma. Para transformadores de distribución, el Grupo a que pertenecen estos Circuitos estará determinado por la ubicación física del transformador de distribución. Los Cargos por Uso de los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local, la CREG los realizó mediante un estudio basado en inventario realizado por los Operadores de Red (OR's).

Figura 5. Resumen de los grupos de calidad.



Fuente: SLIDE SHARE. Calidad energías [en línea] disponible en: <http://es.slideshare.net/andesco/9-calidadenergiasdl>.

1.4.4 Frecuencia Media de Interrupción por usuario en un periodo determinado. Indica el número de veces que el cliente promedio del sistema sufre una interrupción durante un periodo de tiempo analizado (1.4).

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n u_i}{N} \quad (1.4)$$

Donde:

u_i : Número de usuarios afectados en cada interrupción "i".

n : Número de interrupciones.

N : Número de usuarios del Sistema Eléctrico al final del período.

Para el cálculo del indicador se consideran las interrupciones del servicio con duración igual o superior a tres (3) minutos y las interrupciones permanentes, no teniendo en cuenta los ciclos de reconexión automática, cualquiera que sea el origen de ellas (inclusive las originadas en los sistemas de transmisión, generación o interconectados, es decir de origen externo).

1.4.5 Tiempo Total Promedio de Interrupción por usuario en un periodo determinado. Mide el tiempo total de interrupción que el cliente promedio del sistema en análisis quedó privado del suministro de energía eléctrica durante un periodo de tiempo analizado.

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n t_i \times u_i}{N} \quad (1.5)$$

Donde:

Aplican las definidas en SAIFI.

t_i : Duración de cada interrupción

“i” (medido en horas) en el período.

1.5 CÁLCULO DE LOS INDICADORES DE CALIDAD PARA ESSA

El desarrollo de este trabajo parte de la información recopilada de los eventos en redes de media tensión del sistema eléctrico ESSA en los años 2013 y 2014.

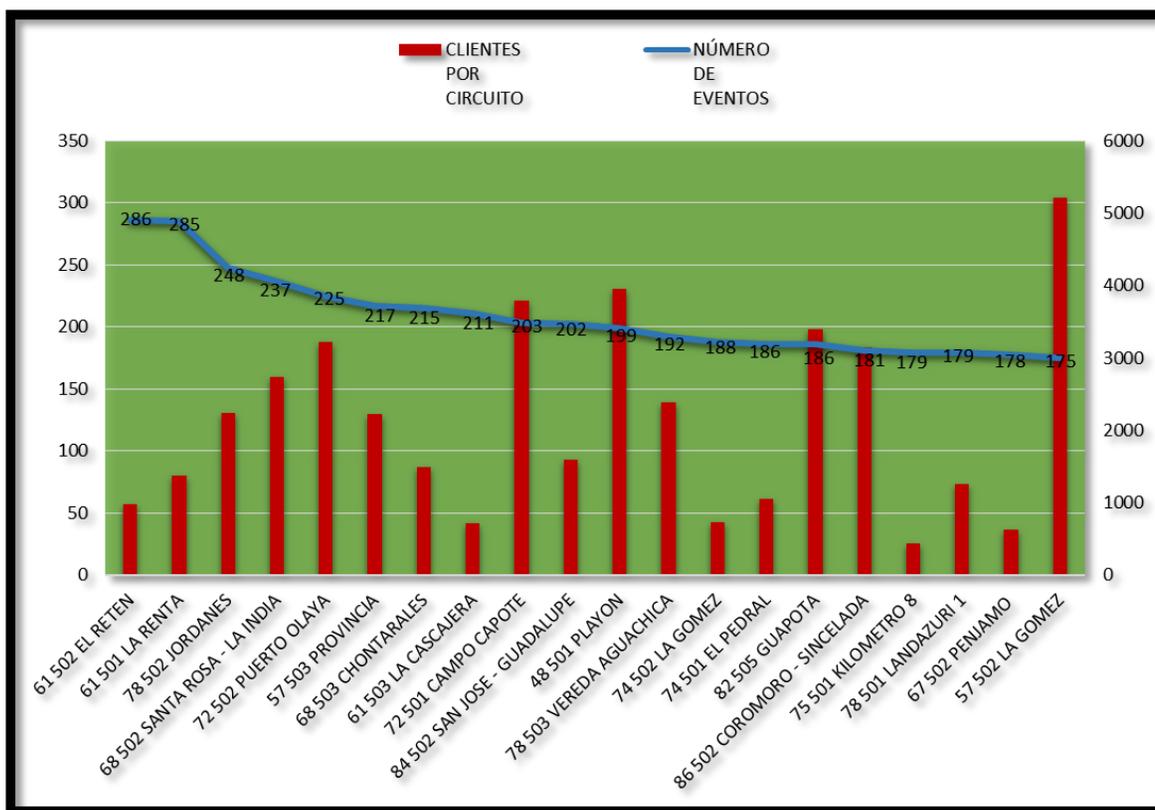
1.5.1 Eventos por circuito para los años 2013 a 2014. Para medir la calidad de servicio prestado, la cual “se refiere a los criterios de confiabilidad del servicio en el Sistemas de Distribución Regional (SDR) y Sistema de Distribución Local (SDL)”;

ESSA cumple con el registro de la información en la herramienta digital que administra el SOE, en la cual se relacionan los tiempos de apertura y cierre,

causa del evento, registro de protecciones eléctricas, observaciones y código del activo. En la figura 6, se presentan los 20 circuitos con mayor número de eventos acumulados durante los años 2013 y 2014.

El anexo A y B, contiene el consolidado de los circuitos en media tensión 13,2 kV de ESSA con el número de eventos acumulados para el periodo 2013 - 2014. En la figura 6, se observa que los circuitos con mayor número de eventos acumulados para el periodo en estudio son de clasificación rural, con un número de clientes que oscila entre 700 y 5.200. La población de estos circuitos es menor a 50.000 clientes perteneciendo de esta manera al grupo de calidad cuatro (4).

Figura 6. Eventos acumulados por circuito entre 2013 y 2014.

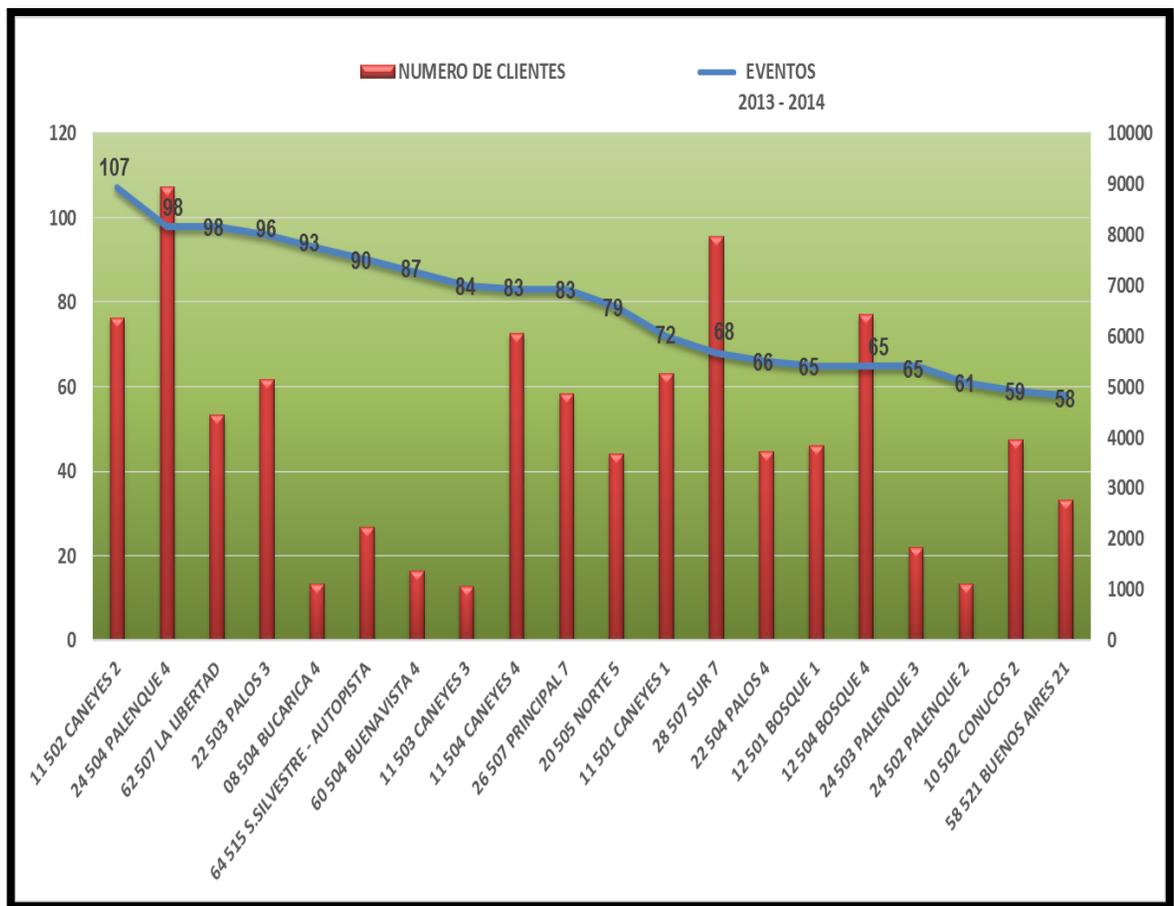


Fuente: Adaptado de Informe seguimiento a la Operación ESSA 2015.

Los circuitos de la figura 6, son de configuración radial y de gran longitud en kilómetros de red, por lo que la oportunidad de mejorar sus índices de calidad recae en la frecuencia del mantenimiento predictivo y la instalación de protecciones adecuadas para cada zona de cobertura, con una cualidad en común que se encuentran ubicados la mayoría en la zona del magdalena medio.

1.5.2 Consolidado de eventos en circuitos del grupo de Calidad 1 años 2013 y 2014.

Figura 7. Numero de Eventos acumulados del año 2013 a 2014.



Fuente: Adaptado de Informe Seguimiento a la Operación ESSA 2015.

La información recopilada del total de eventos acumulados en los años 2013 y 2014 (ver apéndice A), fue analizada y consolidada para presentar los primeros veinte (20) circuitos del grupo de Calidad uno (1) con mayor número de eventos; de tal manera que se pudiera comparar el Indicador de Frecuencia Equivalente de las Interrupciones del Servicio (FES) versus el número de clientes. Como resultado se encontró que la frecuencia equivalente de las interrupciones varía entre valores de 58 y 107 eventos durante el periodo de dos años consolidados.

1.5.3 Cálculo de indicadores SAIDI y SAIFI para los años 2013 y 2014. La ESSA como parte del Grupo EPM en el 2012, acogió los indicadores internacionales SAIDI y SAIFI para que sus filiales como CHEC (Centrales Hidroeléctrica de Energía de Caldas), EDEQ (Empresa De Energía del Quindío), CENS (Centrales de Energía del Norte de Santander) y EPM (Empresas Públicas de Medellín) puedan realizar comparaciones de los estándares internacionales de calidad del servicio energía con otros países.

La Tabla 2, muestra la meta por año para cada grupo de calidad en el año 2013 y 2014; La meta global “Leyenda: Limite MAT Grupo”, estimada con base en los indicadores SAIDI y SAIFI de las filiales del Grupo EPM desde el año 2012. En el año 2013 se cumplió con la meta Global del SAIDI mientras que para el año 2014, el indicador muestra una desviación de 4,8 horas de incumplimiento. El incumplimiento lo aportan eventos en los grupos de calidad por encima de 7 puntos en los grupos de calidad 2, 3 (los grupos 2 y 3 se agrupan porque en el grupo 2 está sólo la ciudad de Barrancabermeja) y 4. El indicador SAIFI en el año 2013 cumple con las metas, mientras que en el 2014 se observa una desviación 2,1 veces de la meta global.

Tabla 2. SAIDI y SAIFI calculados en los años 2013 y 2014.

	Indicador	dic-2013	dic-2014
SAIDI	MAT Grupo 1	6,436	7,877
	Limite MAT Grupo	6,436	6,307
	MAT Grupo 2, 3	33,052	40,542
	Limite MAT Grupo	33,052	32,391
	MAT Grupo 4	47,971	54,084
	Limite MAT Grupo	47,971	47,012
	MAT Global	23,003	27,286
	Limite MAT Global	23,003	22,473
SAIFI	MAT Grupo 1	14,089	15,018
	Limite MAT Grupo	14,089	13,807
	MAT Grupo 2, 3	35,023	35,757
	Limite MAT Grupo	35,023	34,323
	MAT Grupo 4	34,414	38,289
	Limite MAT Grupo	34,414	33,725
	MAT Global	24,092	25,807
	Limite MAT Global	24,092	23,618

Fuente: Adaptado de Informes Calidad del Servicio ESSA 2013, 2014.

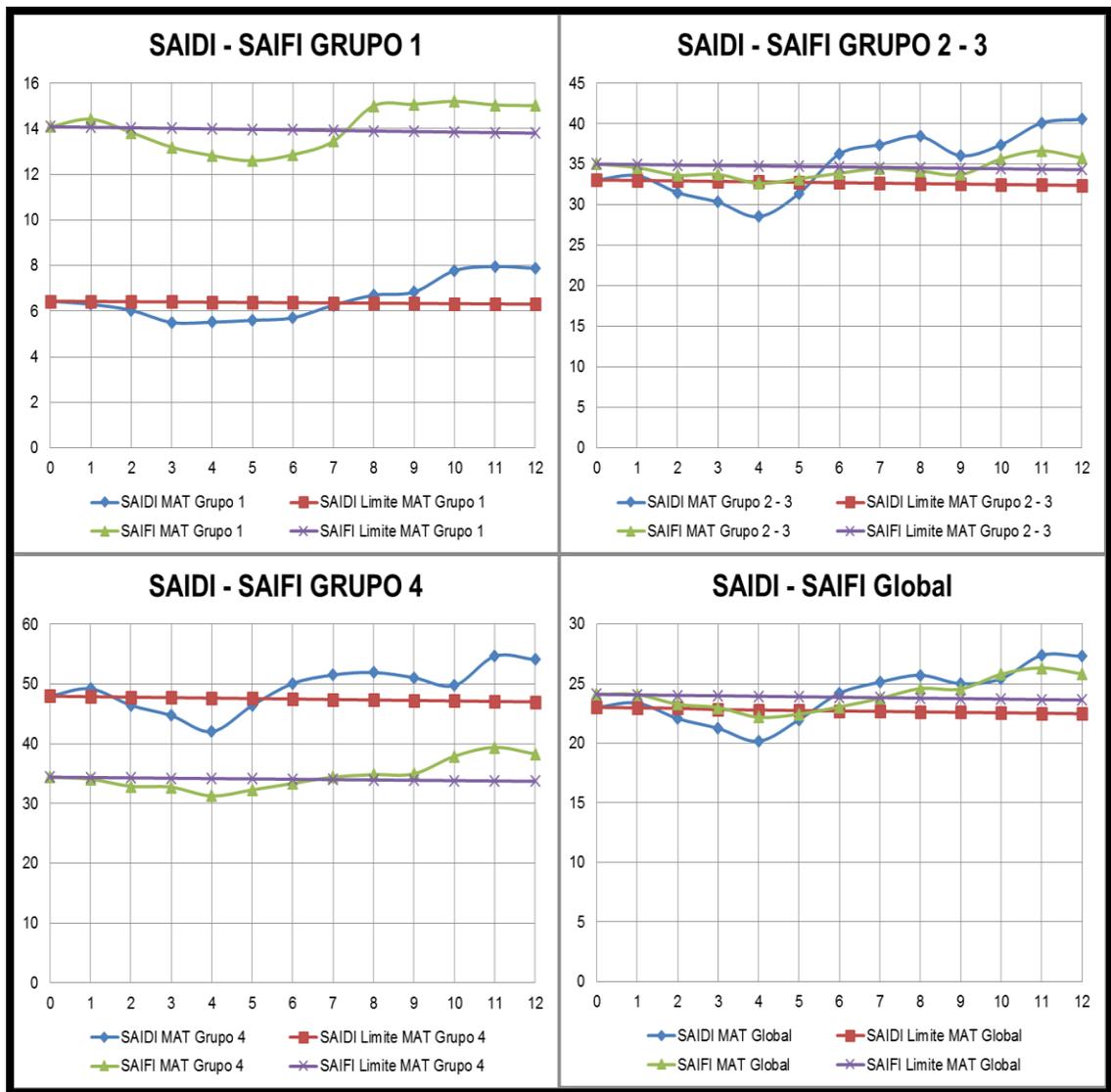
La figura 8, muestra el comportamiento de los indicadores de SAIDI y SAIFI por mes del año 2014. El indicador SAIDI y SAIFI del grupo uno (1) muestra una desviación en los últimos cuatro meses del año debido a las fuertes lluvias que se presentaron en la zonas urbanas.

El SAIDI del grupo de Calidad 2 y 3, presenta desviación de la meta que estableció el grupo EPM para cada una de las filiales en el negocio de energía durante el mes de julio llegando hasta diciembre, mientras que el SAIFI se desvía de la meta establecida por el grupo EPM en los meses de noviembre y diciembre por incidencia de eventos no programados. El SAIDI para el grupo de calidad 4 (Cuatro) presenta desviaciones de la meta establecida por el grupo EPM desde el mes de Junio a Diciembre, mientras que el SAIFI presenta desviación de la meta para los meses de octubre a diciembre por incidencia de eventos no programados.

El anexo B, muestra los valores por mes de la figura 8 de los indicadores SAIDI y SAIFI en el año 2014 por cada grupo de calidad. Al no cumplir las metas establecidas para cada indicador según su grupo de calidad establecida de acuerdo a la experiencia del grupo EPM en el esquema de regulación CREG

097/2008 en el cual lleva más de cinco años. Debido a esta desviación de los indicadores la ESSA debe compensar a los usuarios afectados (Resolución CREG 084 de 2002).

Figura 8. SAIFI-SAIDI mensual por grupo de Calidad para el año 2014.



Fuente: Informe de Calidad del Servicio ESSA 2014.

1.5.4 Valores compensados a los clientes de ESSA. La Tabla 3 muestra los 20 valores más altos compensados en una ventana de doce (12) meses (“top 20”).

Los circuitos que predominan en el valor a compensar son de los grupos de calidad tres (3) y cuatro (4), mientras que del grupo de calidad uno (1) se encuentran cuatro circuitos de la red eléctrica de ESSA que pertenecen a las áreas urbanas de Barrancabermeja, Bucaramanga y Girón por un valor en compensaciones de ciento seis (106) millones de pesos.

Tabla 3. 20 mayores valores compensados en el año 2014.

ITEM	CÓDIGO	CIRCUITO	SUBREGIÓN	TOTAL COMPENSACIÓN	GRUPO CALIDAD
1	72502	72 502 PUERTO OLAYA	CIMITARRA	\$ 54.387.069,76	4
2	56501	56 501 SAN MARTIN	SAN ALBERTO	\$ 52.400.468,29	3
3	69501	69 501 SAN PABLO 1	PUERTO WILCHES	\$ 44.659.985,30	3
4	72501	72 501 CAMPO CAPOTE	CIMITARRA	\$ 42.013.169,26	4
5	65501	65 501 SAN VICENTE 1	GIRÓN	\$ 35.880.220,26	3
6	56502	56 502 MORRINSON	SAN ALBERTO	\$ 33.616.780,41	3
7	60501	60 501 BUENA VISTA 1	BARRANCABERMEJA	\$ 32.245.600,96	1
8	90501	90 501 VELEZ 1 URBANO	BARBOSA	\$ 32.171.615,93	3
9	24504	24 504 PALENQUE 4	BUCARAMANGA	\$ 31.952.167,24	1
10	69502	69 502 SAN PABLO 2	PUERTO WILCHES	\$ 30.409.067,90	3
11	55502	55 502 LA LLANA	SAN ALBERTO	\$ 30.374.457,14	3
12	11504	11 504 CANEYES 4	GIRÓN	\$ 25.111.039,34	1
13	55501	55 501 SAN ALBERTO	SAN ALBERTO	\$ 24.810.634,13	3
14	48501	48 501 PLAYON	BUCARAMANGA	\$ 24.205.609,79	4
15	71801	71 801 CANTAGALLO 1	PUERTO WILCHES	\$ 22.530.866,19	3
16	56503	56 503 AGUAS BLANCAS	SAN ALBERTO	\$ 21.921.684,95	3
17	92503	92 503 LA PRADERA	BARBOSA	\$ 20.802.227,55	3
18	79502	79 502 SAN GIL 2	SAN GIL	\$ 18.199.658,00	3
19	57502	57 502 LA GOMEZ	SAN ALBERTO	\$ 17.359.171,61	3
20	11501	11 501 CANEYES 1	GIRÓN	\$ 16.656.828,47	1

Fuente: Adaptado de Informe seguimiento a la Operación ESSA 2014.

La mayoría de circuitos de la Tabla 3 son del grupo de calidad tres (3) y cuatro (4) con configuración radial y gran extensión. Para los primeros seis (6) circuitos de la Tabla 3, su operación es realizada de forma local en subestaciones simplificadas y desatendidas por operadores. El restablecimiento eléctrico en estas subestaciones presenta deficiencias por garantía de seguridad del personal de mantenimiento impactando en mayores tiempos de demanda no atendida y por consiguiente en altas compensaciones. Una de las causas más frecuente de fallas son las tormentas eléctricas y fenómenos naturales (vendavales), siendo la

automatización una alternativa para beneficio económico del operador de red y beneficio social para la región. El listado completo de los circuitos por orden de mayor a menor compensación es presentado en los anexos D Y E.

Tabla 4. 20 mayores valores compensados en el año 2014 del grupo 1.

ITEM	CÓDIGO	CIRCUITO	SUBREGIÓN	TOTAL COMPENSACIÓN	GRUPO CALIDAD
2	24504	24 504 PALENQUE 4	BUCARAMANGA	\$ 31.952.167,24	1
6	24503	24 503 PALENQUE 3	BUCARAMANGA	\$ 13.816.135,46	1
10	26507	26 507 PRINCIPAL 7	BUCARAMANGA	\$ 7.594.331,29	1
14	24502	24 502 PALENQUE 2	BUCARAMANGA	\$ 6.397.557,64	1
19	28507	28 507 SUR 7	BUCARAMANGA	\$ 4.480.252,54	1
24	10511	10 511 CONUCOS 11	BUCARAMANGA	\$ 2.898.091,50	1
25	21502	21 502 LAS HAMACAS 2	BUCARAMANGA	\$ 2.617.648,45	1
26	28509	28 509 SUR 9	BUCARAMANGA	\$ 2.469.013,00	1
27	28506	28 506 SUR 6	BUCARAMANGA	\$ 2.458.298,00	1
30	10509	10 509 CONUCOS 9	BUCARAMANGA	\$ 2.003.138,54	1
34	20503	20 503 NORTE 3	BUCARAMANGA	\$ 1.521.001,12	1
37	28505	28 505 SUR 5	BUCARAMANGA	\$ 1.329.698,00	1
38	28503	28 503 SUR 3	BUCARAMANGA	\$ 1.187.225,00	1
39	9508	09 508 REAL DE MINAS 8	BUCARAMANGA	\$ 973.793,19	1
40	26505	26 505 PRINCIPAL 5	BUCARAMANGA	\$ 959.255,00	1
41	28504	28 504 SUR 4	BUCARAMANGA	\$ 954.089,00	1
42	26504	26 504 PRINCIPAL 4	BUCARAMANGA	\$ 696.858,46	1
43	28501	28 501 SUR 1	BUCARAMANGA	\$ 676.403,12	1
44	20505	20 505 NORTE 5	BUCARAMANGA	\$ 647.053,66	1
45	21501	21 501 LAS HAMACAS 1	BUCARAMANGA	\$ 592.275,65	1

Fuente: Adaptado de Informe Seguimiento a la Operación ESSA 2014.

La Tabla 4, muestra el valor de compensación en el 2014 de los circuitos que pertenecen al grupo de Calidad uno (1) en orden de valor mayor a menor. ESSA realizó en el año 2012 la caracterización de los circuitos 13,2 kV del área metropolitana por tipo de uso, ponderando la participación del consumo por tipo de cliente en Acueductos, Comercial, Industrial, Oficial y Residencial divididos en dos grupos; Residencial 1, 2 y 3, y Residencial 4, 5 y 6. La Tabla 5 muestra los circuitos con la caracterización de los circuitos por la clase de cliente. Como ejemplo se analiza el circuito cuarto (4) Palenque ubicado como el de mayor compensación (\$ 31 millones). El circuito contiene un 18,6% de clientes comerciales, 9,4% de clientes industriales, 1% de clientes oficiales, 68,5% de

clientes residenciales estratos 1, 2 y 3, 2,4% de clientes residenciales estratos 4, 5 y 6. Como su mayor porcentaje de clase de cliente predomina el residencial general, el circuito para posterior análisis se toma como residencial (Columna de clasificación de nombre “Usuario” de la tabla 5).

Tabla 5. 20 mayores valores compensados y caracterización de usuarios.

CÓDIGO	CIRCUITO	TOTAL COMPENSACIÓN	GRUPO CALIDAD	Usuario	Comercial	Industrial	Oficial	Residencial 1, 2 y 3	Residencial 4, 5 y 6	Total general Residencial
24504	24 504 PALENQUE 4	\$ 31.952.167,24	1	R	18,6%	9,4%	1,0%	68,5%	2,4%	71,0%
24503	24 503 PALENQUE 3	\$ 13.816.135,46	1	I	28,0%	65,8%	0,0%	6,1%	0,0%	6,1%
26507	26 507 PRINCIPAL 7	\$ 7.594.331,29	1	O	14,9%	1,5%	46,3%	9,2%	28,1%	37,3%
24502	24 502 PALENQUE 2	\$ 6.397.557,64	1	I	11,2%	81,0%	0,0%	7,8%	0,0%	7,8%
28507	28 507 SUR 7	\$ 4.480.252,54	1	C	55,9%	3,6%	0,2%	0,3%	39,9%	40,2%
10511	10 511 CONUCOS 11	\$ 2.898.091,50	1	R	30,4%	4,8%	0,1%	0,3%	64,5%	64,8%
21502	21 502 LAS HAMACAS 2	\$ 2.617.648,45	1	R	2,4%	0,8%	22,2%	74,5%	0,0%	74,5%
28509	28 509 SUR 9	\$ 2.469.013,00	1	C	61,1%	5,0%	5,7%	28,0%	0,2%	28,2%
28506	28 506 SUR 6	\$ 2.458.298,00	1	C	95,6%	2,2%	1,3%	0,8%	0,1%	0,8%
10509	10 509 CONUCOS 9	\$ 2.003.138,54	1	R	27,2%	1,5%	1,0%	70,2%	0,2%	70,4%
20503	20 503 NORTE 3	\$ 1.521.001,12	1	R	19,8%	28,4%	1,0%	50,3%	0,5%	50,8%
28505	28 505 SUR 5	\$ 1.329.698,00	1	R	31,8%	24,6%	0,9%	34,1%	8,6%	42,7%
28503	28 503 SUR 3	\$ 1.187.225,00	1	C	59,2%	14,5%	2,9%	7,5%	15,8%	23,3%
9508	09 508 REAL DE MINAS 8	\$ 973.793,19	1	R	10,7%	21,9%	0,9%	66,5%	0,0%	66,5%
26505	26 505 PRINCIPAL 5	\$ 959.255,00	1	R	5,6%	0,3%	2,3%	91,8%	0,0%	91,8%
28504	28 504 SUR 4	\$ 954.089,00	1	C	44,5%	14,6%	0,5%	5,4%	35,0%	40,4%
26504	26 504 PRINCIPAL 4	\$ 696.858,46	1	R	14,8%	34,9%	0,5%	49,7%	0,1%	49,8%
28501	28 501 SUR 1	\$ 676.403,12	1	C	61,5%	5,4%	11,5%	21,5%	0,2%	21,6%
20505	20 505 NORTE 5	\$ 647.053,66	1	R	13,6%	5,1%	7,8%	64,3%	9,2%	73,5%
21501	21 501 LAS HAMACAS 1	\$ 592.275,65	1	R	2,8%	0,0%	0,0%	97,2%	0,0%	97,2%

Fuente: Adaptado de Informe Seguimiento a la Operación 2013, 2014.

1.5.5 Clasificación de circuitos de ESSA por carga. Los circuitos del grupo uno (1) se caracterizan por la alta carga que transportan. La Tabla 6 muestra los 20 circuitos eléctricos de ESSA con mayor carga (Mw).

Tabla 6. Circuitos de mayor carga en ESSA.

Tipo de Activo	Nombre del Activo	Nominal	Hora de Máxima Carga	Potencia Activa (P)	Potencia Reactiva (Q)	Potencia Aparente (S)	Corriente (I)	Nivel de Carga
Circuito	Sur Circuito 507	360,0 A	16:00 horas	5,4 MW	1,3 MVar	4,7 MVA	263,0 A	73 %
Circuito	Palenque Circuito 503	360,0 A	15:00 horas	4,2 MW	1,6 MVar	4,5 MVA	256,0 A	71 %
Circuito	Sur Circuito 503	360,0 A	16:00 horas	5,0 MW	1,3 MVar	5,2 MVA	246,7 A	74 %
Circuito	Parnaso Circuito 508	320,0 A	23:00 horas	5,2 MW	2,0 MVar	5,5 MVA	236,0 A	74 %
Circuito	Conuco Circuito 503	360,0 A	16:00 horas	3,1 MW	1,3 MVar	3,4 MVA	234,3 A	65 %
Circuito	San Silvestre Circuito 518	360,0 A	22:00 horas	5,3 MW	1,6 MVar	5,5 MVA	231,7 A	64 %
Circuito	Conuco Circuito 502	360,0 A	15:00 horas	4,3 MW	1,3 MVar	4,5 MVA	228,3 A	63 %
Circuito	Principal Circuito 507	300,0 A	15:00 horas	2,3 MW	1,0 MVar	2,5 MVA	222,0 A	74 %
Circuito	Parnaso Circuito 507	320,0 A	23:00 horas	5,0 MW	1,1 MVar	5,2 MVA	219,7 A	69 %
Circuito	Conuco Circuito 504	360,0 A	15:00 horas	4,3 MW	1,3 MVar	4,5 MVA	202,3 A	56 %
Circuito	Buenos Aires Circuito 520	360,0 A	15:00 horas	3,3 MW	1,5 MVar	3,6 MVA	190,3 A	53 %
Circuito	Bucarica Circuito 502	360,0 A	20:00 horas	3,3 MW	1,4 MVar	3,6 MVA	186,3 A	52 %
Circuito	Real de Minas Circuito 501	300,0 A	20:00 horas	4,1 MW	1,0 MVar	4,2 MVA	186,1 A	62 %
Circuito	El Bosque Circuito 506	360,0 A	19:00 horas	3,2 MW	1,3 MVar	3,4 MVA	184,0 A	51 %
Circuito	Buenos Aires Circuito 521	360,0 A	15:00 horas	3,6 MW	1,1 MVar	3,8 MVA	180,3 A	50 %
Circuito	La Granja Circuito 501	300,0 A	19:00 horas	3,8 MW	1,2 MVar	4,0 MVA	178,3 A	59 %
Circuito	Norte Circuito 506	300,0 A	11:00 horas	3,8 MW	0,7 MVar	3,9 MVA	176,3 A	59 %
Circuito	Palenque Circuito 504	300,0 A	19:00 horas	3,6 MW	1,0 MVar	3,7 MVA	175,3 A	58 %
Circuito	Sur Circuito 509	360,0 A	16:00 horas	2,9 MW	1,0 MVar	3,1 MVA	173,7 A	48 %
Circuito	Sur Circuito 504	360,0 A	11:00 horas	3,4 MW	0,8 MVar	3,5 MVA	172,7 A	48 %

Fuente: Adaptado de Informe de Operación Integrada ESSA 2014.

2. ESTADO DEL ARTE PARA LA LOCALIZACIÓN AUTOMÁTICAS DE FALLAS

El diseño de la automatización en las redes eléctricas para la detección, seccionalización y restauración del servicio de energía debe impactar en la disminución de los tiempos de atención de la falla, y tener como punto importante la localización óptima de los dispositivos de seccionamiento incluyendo funciones de comunicación para realizar la supervisión remota y control. Estas funciones deben combinarse o interactuar con un SCADA y con la protección ubicada en la cabecera principal del circuito o alimentador. Para el análisis de las técnicas de automatización se analizará en primera instancia las topologías que presenta una red eléctrica de media tensión y algunas funciones que permiten la localización de fallas a través de programas (software) dedicados a la gestión en la administración de los sistemas de distribución.

2.1 TOPOLOGÍA DE LAS REDES ELÉCTRICAS

2.1.1 Sistemas radiales. Su característica se basa en que la alimentación se realiza por uno solo de los extremos de la red de distribución, una ventaja de este sistema es que permite el control centralizado desde el centro de alimentación o alimentador, dando facilidad a la selectividad de las protecciones. Su desventaja radica en la baja garantía del servicio, al presentarse un evento o falla la totalidad de la carga queda desatendida.

2.1.2 Red en Anillo o Malla. Su característica principal es tener dos de sus extremos alimentados formando un anillo o malla entre dos Subestaciones.

Cuando se desea mantener la configuración en anillo, los sistemas de protección se encargan del funcionamiento óptimo para lograr la seccionalización del tramo que se encuentre en falla. La principal dificultad cuando se plantean sistemas mallados a nivel de distribución, es que estos operan generalmente en modo radial, para facilitar la identificación de los puntos donde ocurren las fallas.

En el sistema eléctrico ESSA las redes en los niveles de tensión 230 kV, 115 kV y algunas de 34,5 kV operan en configuración anillada. Las características técnicas de los relés son los que determinan la selectividad y confiabilidad para operar bajo esta condición.

2.2 FUNCIONES PARA LA AUTOMATIZACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN

Las técnicas analizadas para la aplicación en el desarrollo de esta monografía son las difundidas en la actualidad a nivel internacional como parte del desarrollo de las Smart Grid.

2.2.1 Detección de fallas / aislamiento y restauración del servicio. El Sistema FDIR "*Fault Detection / Isolation and Service Restoration*", está diseñado para mejorar la confiabilidad detectando la falla en la red de Media Tensión con base en el censado de los instrumentos instalados en la red que están integrados a un centro de control. La falla se aísla rápidamente ya que el circuito debe contar con elementos de corte en las secciones del circuito, lo cual hace reducir el tiempo del servicio de restauración para obtener un aumento de la confiabilidad y calidad del servicio [4].

2.2.2 Análisis de contingencia. Esta función se integra en un sistema DMS "Distribution Manager System", diseñado para analizar fuera de línea las

posibilidades para reconfigurar el sistema eléctrico de distribución de acuerdo a los eventos no programados [4].

2.2.3 Manejo de prioridades sobre interruptores. El SOM “*Switch Order Management*” es una herramienta para la operación en tiempo real y cubre varias aplicaciones para el Sistema de gestión de Distribución (DMS). El SOM, se utiliza para generar varias opciones de reconfiguración en tiempo real que puedan ser ejecutadas en el sistema de distribución electrico [4].

2.2.4 Coordinación de relés de protección. El RPC “*Relay Protection Coordination*”, Administra y verifica los ajustes de los relés utilizados en los alimentadores de la red de Distribución eléctrica en tiempo real lo cual sirve para reconfigurar el sistema ante un evento no programado [4].

2.3 APLICACIONES DE AUTOMATIZACIÓN EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN

En la automatización de las redes de distribución se deben tener en cuenta aspectos como:

- Análisis de la zona geográfica por donde pasa el circuito eléctrico en estudio.
- Análisis de tipos de clientes.
- Índices de confiabilidad.
- Balances de cargas entre los alimentadores.
- Análisis de carga por división de segmentos para evitar sobrecargas en los circuitos adyacentes.
- Clasificación de la zona por orden público.
- Localización de los dispositivos de corte o interrupción [5].

Todos esos aspectos convierten la red de distribución en un sistema dinámico, para permitir avanzar en dar un servicio que cumpla con aspectos como la eficiencia energética y la optimización de los recursos en cada empresa.

2.3.1 Redes de distribución automatizadas. Como estrategia para mejorar la confiabilidad de los sistemas eléctricos de la red de Distribución y mejorar los indicadores de Calidad se ha hecho práctica común la instalación de equipos de protección con reconexión automática en las redes de distribución, conocidos como reconectores. Un factor que ha contribuido con la masificación de estos equipos es la reducción de precios por la simplificación de su tecnología. Este es un dispositivo de control y protección capaz de detectar una sobre corriente, interrumpirla y reconectar automáticamente para re-energizar la línea o circuito. Por lo tanto son equipos que permiten flexibilizar la red ante eventos de falla o cambios de topología por maniobras de transferencia. El propósito de los reconectores es proteger circuitos aéreos de media tensión de forma que ante una falla (corto circuito, sobrecarga, etc.) no se vea afectada la integridad física de la red eléctrica y de las personas como lo exige Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE).

Los reconectores instalados en la red de distribución deben poseer funciones de comunicación mediante algún protocolo interpretable y asimilable por el SCADA del operador de Red. El elemento electrónico que maneja las funciones de control y protección del reconector también integra las funciones de comunicación. Los protocolos disponibles, para la mayoría de sistemas abiertos para usar en estos equipos, son el IEC60870-5-101/104 (acrónimo del inglés "*International Electrotechnical Commission*"), el DNP3 (acrónimo del inglés "*Distributed Network Protocol*"), y el IEC61850. La operación remota del sistema de media tensión equipado con reconectores requiere esencialmente la integración de éstos equipos al sistema SCADA del Centro de Control; de tal manera que sirva para

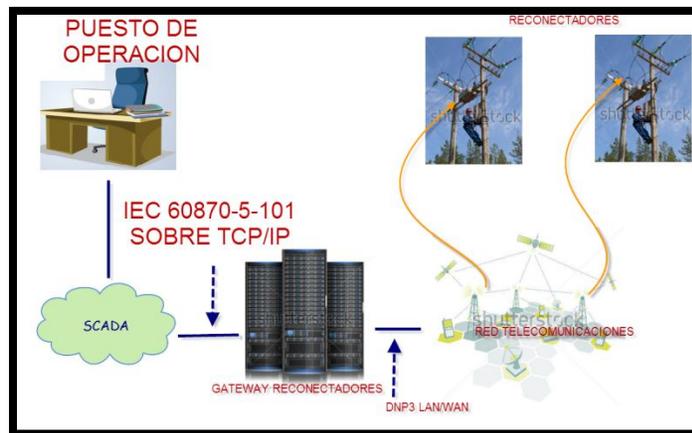
realizar suplencias entre circuitos adyacentes y alimentar cargas después de haberse seccionado el sector en falla.

2.3.1.1 Diseño de automatización con reconectores. Se debe tener una plataforma SCADA en los Centros de Control, que se utiliza para el procesamiento (adquisición y control, base de datos) de la información de los reconectores. El diseño de un sistema de automatización de la red de reconectores es introducir un sistema intermedio (entre SCADA y los reconectores) que realiza la concentración de datos y la traducción de protocolos, llamado “*Gateway*”. Este equipo es el encargado de garantizar la interoperabilidad entre los reconectores y el sistema SCADA, independientemente del tipo o fabricante de reconectores y de la plataforma SCADA. La ventaja de instalar el “*Gateway*” es liberar al SCADA de la carga de datos de interrogar y concentrar a decenas de dispositivos dispersos por toda la red eléctrica de distribución.

La arquitectura plantea la comunicación entre el “*SCADA*” y los reconectores a través de un dispositivo *Gateway* que actúa como maestro frente a los reconectores (esclavos), y al mismo tiempo actúa como esclavo frente al “*SCADA*” (maestro). El “*Gateway*” interpreta el protocolo de comunicación usado por sus esclavos (reconectores u otros dispositivos), tal como DNP3 o IEC60870-5-101/104, y luego “mapea” los mensajes al protocolo utilizado con el sistema SCADA, ejecutando de esta forma la traducción entre los protocolos. Además, al encargarse de las interrogaciones, el *Gateway* libera al SCADA de la responsabilidad de procesar uno por uno la información de los reconectores (Figura 9). En su lugar, el SCADA interroga y procesa los datos de un solo elemento, en este caso el *Gateway*, que contiene la información de todos los reconectores. Esta característica proporciona al *Gateway* la función de concentrador [5]. El sistema es independiente de la red de telecomunicaciones utilizada entre los reconectores y el *Gateway*, pudiendo ser microonda, fibra óptica, GSM (“*Global System for Mobile Communications*” o Sistema Global para

Comunicaciones Móviles)/GPRS (“*General Packet Radio Service*” o servicio general de paquetes vía radio), etc., siempre que proporcione la información en formato TCP/IP.

Figura 9. Arquitectura para un sistema de telecontrol.



Fuente: Gráfico realizado con imágenes de vectoropenstok.

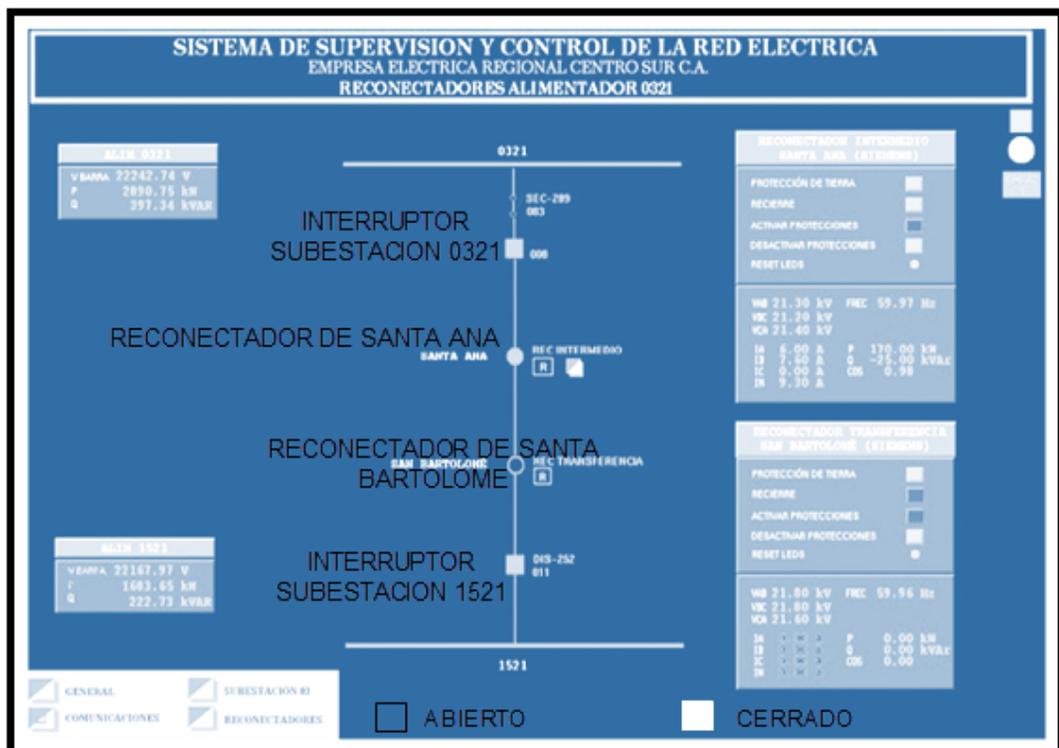
2.3.1.2 Aplicación práctica con reconectores. En Ecuador la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur, es una empresa de distribución y comercialización de energía eléctrica, cuya área de operación cubre los territorios de las provincias del Azuay, Cañar y Morona Santiago. El sistema presentado en la figura 10, es de la zona Centro Sur con alimentadores a 22 kV. con reconectores tripolares. Los tres tipos de reconectores poseen el protocolo DNP3 para que puedan ser integrados al SCADA del centro de control.

La configuración del circuito mostrado en el SCADA, tiene un reconector normalmente cerrado en la mitad del circuito y tiene un segundo reconector al final del circuito (de transferencia) en estado normalmente abierto (Figura 10), que permite realizar traslado de carga en estado normal de servicio y seccionar en caso de falla en el primer tramo del circuito conectado a la barra 0381 (Barra superior de la figura 10) y aguas abajo del reconector que permanece

normalmente cerrado (Santa Ana), permitiendo la restauración de la mitad de los usuarios en cada caso de falla con el reconectador que permanece normalmente abierto (San Bartolomé) [6].

La configuración del circuito mostrado en la figura 10 se puede mejorar agregando un reconectador normalmente cerrado sobre el circuito que está conectado en la barra inferior (Subestación B), permitiendo la seccionalización de una falla en el tramo inicial del 1521 y supliendo la mitad del servicio de energía a través del reconectador ubicado en la mitad de los circuitos 1521 y 0381 que permanece en estado operativo normalmente abierto (Ver figura 11) [6].

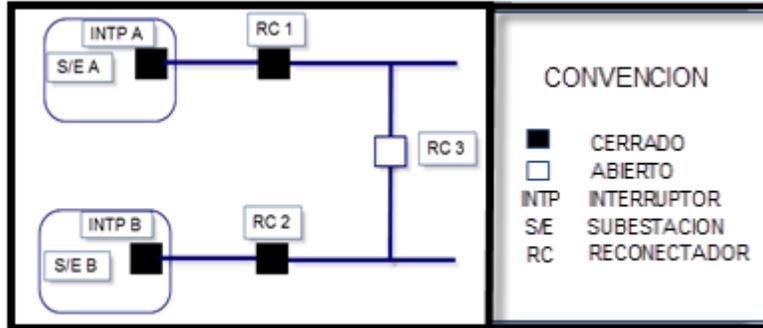
Figura 10. Imagen de Scada de dos reconectadores.



Fuente: Departamento de Supervisión y Operación – CENTROSUR.

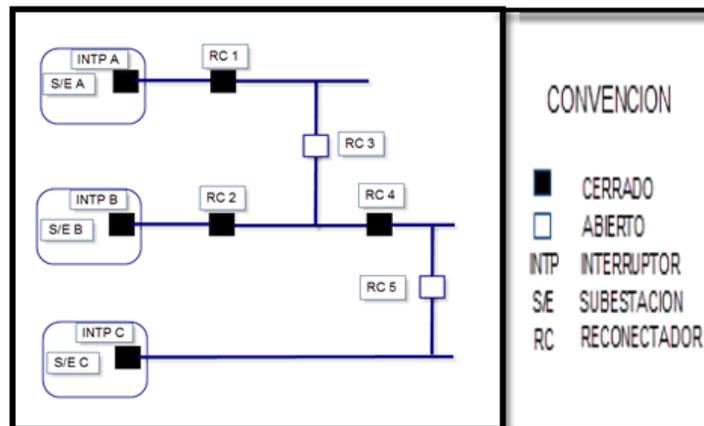
Esta configuración se denomina dos (2) reconectadores de secuencia y uno (1) de lazo (reconectador normalmente abierto).

Figura 11. Disposición de equipos con tres reconectadores.



Otro modelo de configuración, es el que está formado por un reconectador conectado en una de las ramificaciones del circuito 0381 (Subestación A); de tal manera que permita traslado de carga con un circuito diferente al de la subestación B, obteniendo así un sistema de tres secuenciales sobre el circuito de media tensión 1521 (Subestación A) y dos (2) de lazo (reconectadores normalmente abiertos adyacentes a circuitos diferentes, ver figura 12) que son representados por la subestaciones B y C [6].

Figura 12. Disposición de equipos con cinco reconectadores.



2.3.1.3 Diseño de automatización con reconectadores y seccionadores.

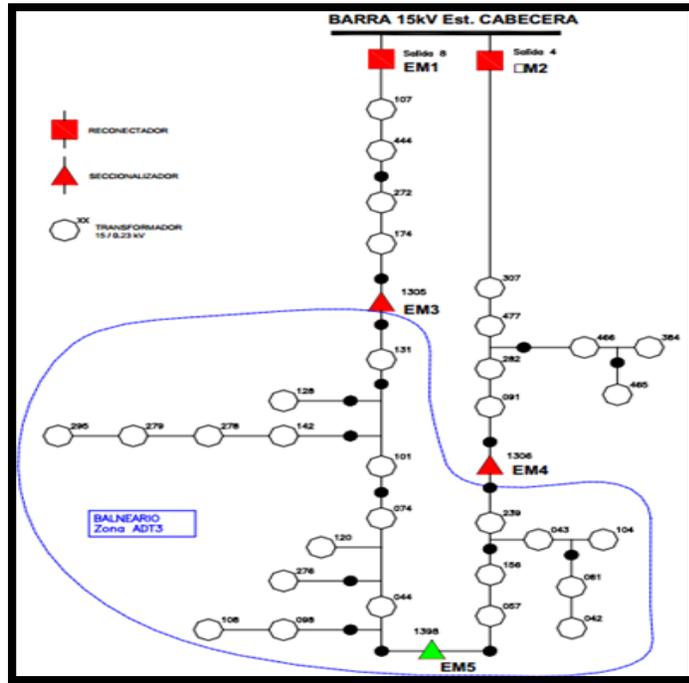
Para realizar la coordinación entre un reconectador y un seccionador con control electrónico, se deben tener en cuenta que:

- La corriente del seccionizador debe ser igual o mayor a la máxima corriente de carga en el punto de aplicación.
- El nivel mínimo de actuación se elige en relación al disparo mínimo del reconectador de respaldo.
- La corriente mínima de actuación del seccionizador debe ser el 80% de la corriente mínima de disparo del reconectador.

La función que pone en cero cualquier cuenta acumulada en el seccionizador, es cuando la corriente que detecta a través del control electrónico fluye sin interrupción por más de una hora. También se pone el conteo en cero cada vez que el seccionizador se abre ya sea de forma manual o automática. El conteo del tiempo de reposición del seccionizador debe ser mayor que el tiempo de reposición del dispositivo de respaldo (reconectador aguas arriba o interruptor de salida del circuito), para realizar una adecuada coordinación de protecciones. La mayoría de seccionizadores poseen ajustes (*settings*) que permiten seleccionar el tiempo de reposición, este puede ser de 15, 30, 60 y 120 segundos.

2.3.1.4 Aplicación práctica con reconectores y seccionizadores. La empresa pública Uruguay de Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), realizó un diseño e implementación en sistemas de reposición automática en redes de media tensión. El circuito en mención se encuentra en una zona donde se requería mejorar los índices de calidad implementado con sus elementos de maniobra ya existentes. Este circuito trata de un anillo en línea aérea de 15 kV que alimenta un balneario. Los equipos de maniobra, en este caso, como el reconectador y seccionizador son controlados por un sistema SCADA.

Figura 13. Caso de ejemplo en la ciudad de Uruguay.



Fuente: Automatización en redes de Media Tensión. Tomado de [7].

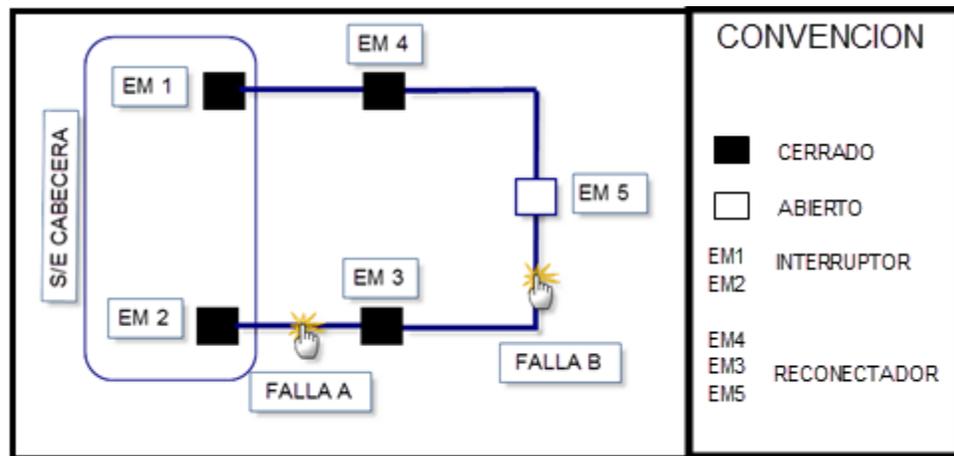
En la Figura 14, EM1 y EM2 son reconectores en cabeceras de línea ubicados en una subestación de 60/15 kV, mientras que EM3, EM4 y EM5 son seccionadores distantes entre 8 y 10 km de la subestación. EM3 y EM4 trabajan normalmente cerrados mientras que EM5 es el punto normalmente abierto que separa las dos ramas del anillo.

La comunicación entre los equipos de la RTU ubicado en la estación y las RTU's de los seccionadores se realiza con protocolo IEC60870-101, mediante enlaces de radio de datos tipo serial a velocidad 4800 bps. La RTU de la subestación además de sus funciones propias tiene las de ser concentrador de comunicaciones y controlador lógico programable.

El automatismo actúa cuando se produce una falla aguas abajo de EM3 (falla B), en este caso el rector EM2 abre y cierra automáticamente (Figura 14). Si la

falla persiste, EM2 hace otro ciclo de apertura – cierre y así sucesivamente. Mientras EM3 ve pasar la falla, se programa para abrir en el segundo o tercer hueco de tensión producido por las aperturas de EM2. De esta forma queda aislado el tramo en falla EM3 – EM5. Cuando EM2 cierra no detecta falla quedando restablecido el servicio en el tramo EM2 – EM3. Si, por el contrario la falla se produce en el tramo EM2 – EM3 (falla A), el reconectador EM2, luego de hacer su ciclo de reconexiones, quedará abierto y por lo tanto toda la línea sin servicio de energía. El reconectador M3 es abierto desde el centro de control en forma remota para proceder a cerrar el reconectador EM5. Para esta programación se tuvieron en cuenta consideraciones de control, confiabilidad y sobre todo seguridad [8].

Figura 14. Ubicación de fallas del caso UTE.



Fuente: Adaptado de referencia 7.

3. DISEÑO DE LA AUTOMATIZACIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN ESSA.

En los análisis realizados y en la confrontación de datos obtenidos de los diferentes procesos del Operador de Red (ESSA), así como en la verificación del impacto económico, social y regulatorio; se establecieron los criterios a ser considerados y analizados para determinar la prioridad de los circuitos en los cuales se implementa la automatización que permita la detección, seccionalización y disminución en los tiempos de restauración del servicio de energía eléctrica ante una falla. Estos criterios son:

- Análisis de los indicadores de calidad del servicio.
- Caracterización de los clientes por circuito.
- Análisis de la zona geográfica e impacto social de la cobertura del circuito.
- Creación de la matriz de prioridades para aplicación de la metodología.
- Balances de cargas entre los alimentadores.
- Análisis de carga por división de segmentos
- Localización de los dispositivos de corte.
- Características de los equipos para la implementación de la automatización.

3.1 ANÁLISIS DE LOS INDICADORES DE CALIDAD DEL SERVICIO

Las estadísticas de eventos no programados en circuitos de media tensión de 13,2 kV de los dos últimos años, 2013 y 2014, son el punto de partida para discriminar la población objetivo de este trabajo. No se tiene en cuenta un mayor horizonte de tiempo para el análisis de esta información por motivos de cambios de

configuración de los circuitos y aumento de cargas, los cuales pueden causar variaciones significativas de los datos.

La información recopilada es extractada del registro de interrupciones del servicio eléctrico de ESSA en el módulo llamado Secuencia Operativa de Eventos (SOE). Esta información es administrada por el Centro de Control y proviene digitalmente de varias fuentes como lo son los medidores de calidad de potencia de cada Subestación, del SCADA (Sinaut Spectrum) y de la información suministrada por los operadores de las Subestaciones asistidas.

El impacto en la demanda no atendida es otra característica relevante en la definición de los circuitos a ser analizados para el diseño de la automatización. La configuración radial de los circuitos de 13,2 kV de ESSA se han caracterizado por tener una excelente respuesta ante fallas o eventos no programados dando muy buena selectividad de las protecciones, caso contrario en la atención para el restablecimiento, ya que la totalidad de los clientes se ven afectados por los tiempos de ubicación de la falla y restablecimiento del servicio sólo para los usuarios que se encuentran “aguas arriba” del evento. Con el transcurrir del tiempo se logró la reconfiguración y/o adecuación de las redes de media tensión con el fin de tener puntos comunes entre dos activos (suplencias), siendo adecuadas con equipos de seccionamiento de tipo mono polar con los consecuentes inconvenientes de desbalance de cargas al ser realizadas de forma manual.

La instalación de seccionadores en los puntos de suplencia de circuitos de 13,2 kV es una solución parcial y manual para minimizar el impacto de la demanda no atendida ante una falla, pues se está limitado por el tiempo de desplazamiento del personal operativo para realizar la seccionización de la falla y luego proceder a maniobrar estos equipos para poder energizar algunos tramos del circuito desatendido. Los tiempos de demanda no atendida tienen un alto impacto en los

dividendos económicos de un operador de red, así como en los índices de confiabilidad, imagen institucional y también tienen impacto a nivel social, de seguridad, salud, comercio, educación, etc.

3.1.1 Circuitos de media tensión en 13,2 kV por Grupo de Calidad. La resolución CREG 097 / 2008 establece la evaluación trimestral en términos de Calidad Media brindada por el OR a sus usuarios, criterios analizados en el capítulo uno. En este caso de estudio se dará la mayor prioridad a circuitos del GRUPO 1 de Calidad “Circuitos, tramos o transformadores ubicados en Cabeceras municipales con una población superior o igual a 100.000 habitantes según último dato certificado por el DANE [9]”. La Tabla 7 presenta las estadísticas de cantidad de circuitos por grupo de Calidad según la resolución CREG 097 /2008.

3.2 TIPO DE USO DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR CIRCUITO

Una de las características relevantes al realizar el análisis del impacto de un evento no programado en un circuito de media tensión es el porcentaje de consumo eléctrico del circuito. En la tabla 8 se muestra un resumen a modo de ejemplo de la información consignada en los apéndices D, E, F y G. Para este trabajo se determinó la prioridad o mayor ponderación en los circuitos con mayor consumo de energía eléctrica de los sectores industriales y comerciales registrados en el sistema Comercial del Operador de Red para conseguir el objetivo de dar una solución que minimice el impacto de un evento no programado en el sector industrial y comercial de la región con la finalidad de propender por el desarrollo de la región. Los anexos F, G, H y J muestran los circuitos clasificados según su uso (Industrial, comercial, residencial y oficial).

Tabla 7. Municipios por grupo de Calidad CREG 097/2008.

Subregión	Numero de Circuitos (13.2 kV)
GRUPO CALIDAD 1	94
BARRANCABERMEJA	19
BUCARAMANGA	51
FLORIDABLANCA	19
GIRÓN	5
GRUPO CALIDAD 2	9
PIEDRECUESTA	9
GRUPO CALIDAD 3	84
BARBOSA	11
CIMITARRA	6
FLORIDABLANCA	2
GIRÓN	11
MALAGA	10
PIEDRECUESTA	2
PUERTO WILCHES	7
SAN ALBERTO	10
SAN GIL	13
SOCORRO	12
GRUPO CALIDAD 4	83
BARBOSA	4
BARRANCABERMEJA	10
BUCARAMANGA	13
CIMITARRA	3
FLORIDABLANCA	7
GIRÓN	12
MALAGA	3
PIEDRECUESTA	7
PUERTO WILCHES	7
SAN ALBERTO	7
SAN GIL	3
SOCORRO	7
TOTAL CIRCUITOS ESSA	270

Fuente: Informe de Calidad del Servicio ESSA 2014.

Tabla 8. Caracterización de los usos de energía grupo de Calidad 1.

Circuito 13.2 kV	Acueductos	Comercial	Industrial	Oficial	Residencial 1, 2 y 3	Residencial 4, 5 y 6	Total general Residencial	Total general
24504	0,0%	18,6%	9,4%	1,0%	68,5%	2,4%	71,0%	100,0%
24503	0,0%	28,0%	65,8%	0,0%	6,1%	0,0%	6,1%	100,0%
26507	0,0%	14,9%	1,5%	46,3%	9,2%	28,1%	37,3%	100,0%
24502	0,0%	11,2%	81,0%	0,0%	7,8%	0,0%	7,8%	100,0%
28507	0,0%	55,9%	3,6%	0,2%	0,3%	39,9%	40,2%	100,0%

Fuente: Proyecto Planeación de distribución ESSA 2014.

3.3 ANÁLISIS DE LA ZONA GEOGRÁFICA E IMPACTO SOCIAL DE LA COBERTURA DEL CIRCUITO

Los beneficios del suministro de la energía eléctrica son importantes y bien conocidos y se puede medir en calidad de vida, desarrollo, asistencia técnica, alfabetismo, población con acceso a agua potable y expectativa de vida entre otros. Según algunos estudios, estos indicadores aumentan con el consumo de energía por habitante [9], no porque consumir energía sea beneficioso, sino porque el uso racional de la misma si lo es. En la matriz de prioridades que presenta este proyecto en la sección 3.4, se trabajan varios criterios con el objetivo de ponderar el impacto que genera la ausencia de tensión en ámbitos sociales, tales como movilidad (semáforos), seguridad (Policía, ejército, fiscalías, cárceles, etc.), y la asistencia en Salud la cual es de vital importancia para la población.

3.4 DETERMINACIÓN DE LA MATRIZ DE PRIORIDADES PARA APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA

Las empresas reguladas deben conseguir el equilibrio óptimo entre sus costos de inversión, operación, mantenimiento, y la calidad del servicio que proporcionan a sus consumidores. En el caso de una empresa distribuidora de electricidad, es clara la relación directa que existe entre los costos de inversión y mantenimiento, y el nivel de calidad en el suministro. A mayores costos e inversiones se obtendrá una mejor calidad del servicio y viceversa.

El número de clientes afectados por las interrupciones es un indicador a tener en cuenta para tomar decisiones que puedan establecer el orden de prioridad de implementación de la metodología para la automatización de la red eléctrica que permita la detección y seccionalización automáticamente de las fallas. Este

trabajo pretende fijar una metodología que guíe el análisis y las características a ser tenidas en cuenta en conjunto con los indicadores de calidad y aspectos como la imagen corporativa, configuración y potencia promedio de cada circuito (Tabla 9).

Tabla 9. Pesos para los criterios de prioridades

Potencia Promedio [MW]	Peso 1	Configuración	Peso 2	Grupo de Calidad	Peso 3	Uso Energía	Peso 4	Impacto Social	Peso 5	Cantidad de usuarios	Peso 6	Compensación [Millones de pesos]	Peso 7
Muy Baja [<1,5]	10	Radial	70	Grupo 1 Calidad	50	Acueductos	60	Muy Bajo	20	0 a 2000	10	Muy Baja [0 a 5]	10
Baja [1,5 a 2,5]	20	Anillo	30	Grupo 2 Calidad	30	Comercial	40	Bajo	40	2001 a 4000	20	Baja [5 a 10]	20
Media [2,5 a 3,5]	40			Grupo 3 Calidad	20	Industrial	60	Medio	60	4001 a 6000	40	Media [10 a 20]	40
Alta [3,5 a 4,5]	60			Grupo 4 Calidad	10	Oficial	50	Medio Alto	80	6001 a 8000	60	Alta [20 a 30]	60
Muy Alta [>4,5]	80					Residencial 1, 2 y 3.	30	Alto	100	8001 a 10000	80	Muy Alta [>30]	80
						Residencial 4, 5 y 6.	40			Mayor a 10001	100		

Los pesos relacionados de mayor a menor valor para cada característica fueron asignados bajo criterios económicos y sociales prioritarios para la empresa. La tabla 10, muestra un ejemplo de análisis de circuitos seleccionados por diferentes criterios: potencia, grupo de calidad, tipo de servicio, cantidad de usuarios y compensación, que se presentan en los indicadores de calidad; así se pueden obtener resultados integrales de prioridad que determine la viabilidad de inversión económica y sirva de pauta para las directivas de ESSA como un enfoque de proceso.

Tabla 10. Presentación de resultados de análisis de prioridades.

Concepto		Calificación de los circuitos por cada criterio						
		28507	24504	24503	26507	11502	24502	28509
Potencia promedio MW	Alta [3,5 a 4,5]	80	60	80	80	40	40	40
Configuración	Radial	70	70	70	70	70	70	70
Grupo de Calidad	Grupo 1 Calidad	50	50	50	50	50	50	50
Tipo de Uso Energía	Residencial 1, 2 y 3	50	30	60	50	30	60	40
Impacto Social	Medio Alto	100	80	100	80	100	100	100
Cantidad de Usuarios	8001 a 10000	80	80	10	40	60	10	20
Compensación	Muy Alta [>30]	30	80	20	20	20	20	20
Total por circuito		460	450	390	390	370	350	340

La Tabla 10 muestra el resultado de asignación de pesos realizada según las tablas con los 20 circuitos de mayor potencia promedio, cantidad de usuarios, y compensación pagada a los usuarios en el 2014. Los circuitos séptimo (7) sur (28507) y cuarto (4) palenque (24504) obtuvieron el valor mayor de peso; de esta manera se establece a su vez el orden de prioridad frente a los demás circuitos. Bajo la modalidad de la tabla anterior se involucran todos los criterios importantes para ESSA y así se cuenta con un claro plan de inversiones que permita la implementación a futuro de la infraestructura eléctrica del operador de red en varias etapas, por el alto costo de la implementación de la automatización.

3.5 BALANCES DE CARGAS ENTRE LOS ALIMENTADORES

El detalle técnico de análisis para realizar los balances de cargas en los circuitos o redes de 13.2 kV está enmarcado dentro de las siguientes restricciones:

- Viabilidad económica de su implementación, pues se precisa no sólo introducir contadores digitales para la medición de la energía que se necesite transferir en el momento de la falla y como factor importante la instalación de dispositivos para la conmutación de los circuitos que permitan sectorizar la falla.

- Realizar la conmutación con la menor cantidad de afectaciones en los clientes, debido a los transitorios (oscilaciones de tensión en milésimas de segundos al realizar las transferencias de carga entre los segmentos del circuito al momento de abrir y cerrar cada equipo de corte eléctrico) que puedan surgir.
- Cargas termostáticas (refrigeradores, aire-acondicionados, congeladores, planchas eléctricas) al conectar y desconectar cada segmento de red.
- La regulación de tensión; no es otra cosa que la caída de tensión en una red debido a la impedancia serie de los conductores, la cual se opone al paso de la corriente eléctrica. Dado que la impedancia serie total del conductor depende de la longitud, se puede concluir que la caída de tensión es función de la configuración de la red, la longitud del alimentador, la distribución de las cargas y las características eléctricas del conductor.

Los alimentadores presentan una caída de tensión y se expresa por la siguiente fórmula (tomada de Norma NTC 2050):

$$\text{Caída de tensión en alimentador} = (r \cdot \cos(\phi) + x \cdot \text{sen}(\phi)) \cdot k \cdot L \cdot I$$

Donde:

- r: es la resistencia a corriente alterna de conductor (ohm/Km)
- x: es la reactancia del conductor (ohm/Km).
- ϕ : factor de potencia de la carga.
- K: es el factor igual a uno (1) para una sola fase y para sistema fase a fase es igual a 1.732
- L: longitud del alimentador desde el inicio hasta el final del circuito (km).
- I: Corriente del circuito en el nodo

La resolución CREG 024 de 2005 determina que las tensiones en estado estacionario a 60 Hz no podrán ser inferiores al 90% de la tensión nominal ni ser superiores al 110% de esta durante un periodo superior a un minuto [10].

3.6 ANÁLISIS DE CARGA POR DIVISIÓN DE SEGMENTOS

En eventos de contingencia sobre configuraciones radiales, un alimentador debe estar en capacidad de asumir una tercera parte de carga real de otro alimentador a través de la suplencia. Su nivel de carga máxima deberá ser el 100 % de la capacidad nominal de la red principal. En el presente trabajo se realizó un análisis de flujo eléctrico para el circuito que alcanzó la máxima prioridad según la metodología establecida (Tabla 10 y Figura 15), planteando así la división por segmentos de carga del circuito 28507. Como los 20 circuitos de ESSA de máxima carga generalmente están adyacentes, es difícil cumplir con el criterio de transferencia de un tercio de carga, por esta razón se planea la segmentación del circuito en transferencias cercanas de 1 MW.

ese mismo segmento; de tal forma que se puedan cerrar las suplencias y que se pueda utilizar durante la máxima demanda. Para el caso en estudio, los flujos de carga se analizaron en el Software Sistema de Gestión para redes de Distribución de energía Eléctrica ESSA (DMS) para para un día jueves en el horario de 17:00 a 21:00 horas, en el cual se presenta la mayor demanda de energía eléctrica. Este software calcula las corrientes y potencias por cada ramal en la estampa de tiempo establecida (Se anexan flujos de carga en el CD adjunto con el nombre “Flujo Carga 28 507 marzo 25 2015.txt”), el archivo contiene las corrientes, tensiones y potencia en cada punto donde existe un apoyo.

3.7 LOCALIZACIÓN DE LOS DISPOSITIVOS DE CORTE

El criterio para la localización efectiva de los elementos de corte se basa en la capacidad de transferencia de carga de cada circuito. Esta capacidad depende exclusivamente de los circuitos adyacentes; de tal manera que puedan recibir la transferencia teniendo como referencia la máxima carga. Cuando se presentan curvas muy ajustadas de coordinación de protecciones (cerca de las subestaciones) se hace necesario cambiar la instalación de un reconectador por un seccionalizador, ya que este último realiza conteos de la falla y coordina su apertura con la operación del reconectador que se encuentre instalado aguas arriba en la red. La Tabla 11 muestra el resultado de operación de cada uno de los equipos que divide los segmentos del circuito, cuando se presenta una falla en cada segmento de carga. El interruptor en la cabecera del circuito se denomina ‘EQNI’ y los reconectadores instalados en las cabeceras de los segmentos de la red se denominan ‘EQNX’.

Tabla 11 Esquema de operación por segmentos de carga.

Segmento de red en falla	OPERACIÓN APERTURA						OPERACIÓN DE CIERRE				
	S/E	RECLOSER					SUPLENCIA				
	EQNX	EQN1	EQN2	EQN3	EQN4	EQN5	28503	20506	10502	10511	26503
Segmento 1	X	X	X	X	X		X	X	X	X	
Segmento 2		X	X	X	X			X	X	X	
Segmento 3			X	X	X				X		X
Segmento 4				X	X						X
Segmento 5					X						

Para explicar la Tabla 11 se toma como ejemplo una falla en el segmento tres; el elemento que censa la falla después del interruptor de cabecera, una vez haya realizado los tres recierres programados, es el reconectador EQN2. Este realiza operación de apertura y envía señal de operación por falla en estado estacionaria a todos los reconectores aguas abajo (EQN3, EQN4). Al recibir esta clase de señal, los reconectores EQN3 y EQN4 realizan operación de apertura para aislar el segmento tres (sitio de la falla) y los segmentos cuatro y cinco. Como EQN3 y EQN4 recibieron mando remoto de apertura, estos a su vez envían comando de confirmación de estado a los seccionadores de suplencia contiguos al segmento adyacente. Esta condición operativa de confirmación de apertura por mando remoto y no por falla evita cerrar la suplencia ante una condición de falla. De esta manera, sólo cierran las suplencias contiguas a los segmentos cuatro y cinco (10502 y 26503). La lógica de operación permite seccionar el circuito y aislar el sitio de la falla en tiempos mínimos de maniobras. En caso que la falla se presente en el interruptor de la salida del circuito es cuando se necesita la operación de la suplencia EQN5 para todos los casos de falla de la tabla 11.

Teniendo un esquema automatizado entre los reconectores y el interruptor de cabecera, y un sistema de comunicación confiable entre los reconectores, se garantiza la confiabilidad para poder enviar comandos de apertura y cierre. Todos los comandos que son activados en cada evento de operación por cada equipo

durante un evento de falla del sistema eléctrico, también son transferidos al SCADA del Centro de Control permitiendo al operador de sala establecer con rapidez y claridad cuál es el sector en falla y qué segmentos del circuito fueron los que se alimentaron por las suplencias disponibles en el sistema. Una vez se ha reparado la falla se cierra el reconectadores EQN2 y se abre la suplencia 20506. Después se cierra EQN3 y se abre la suplencia 10502, y por último se cierra EQN4 y se abre la suplencia 26503, para regresar la configuración del circuito 28507 a su topología normal.

3.8 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE EQUIPOS

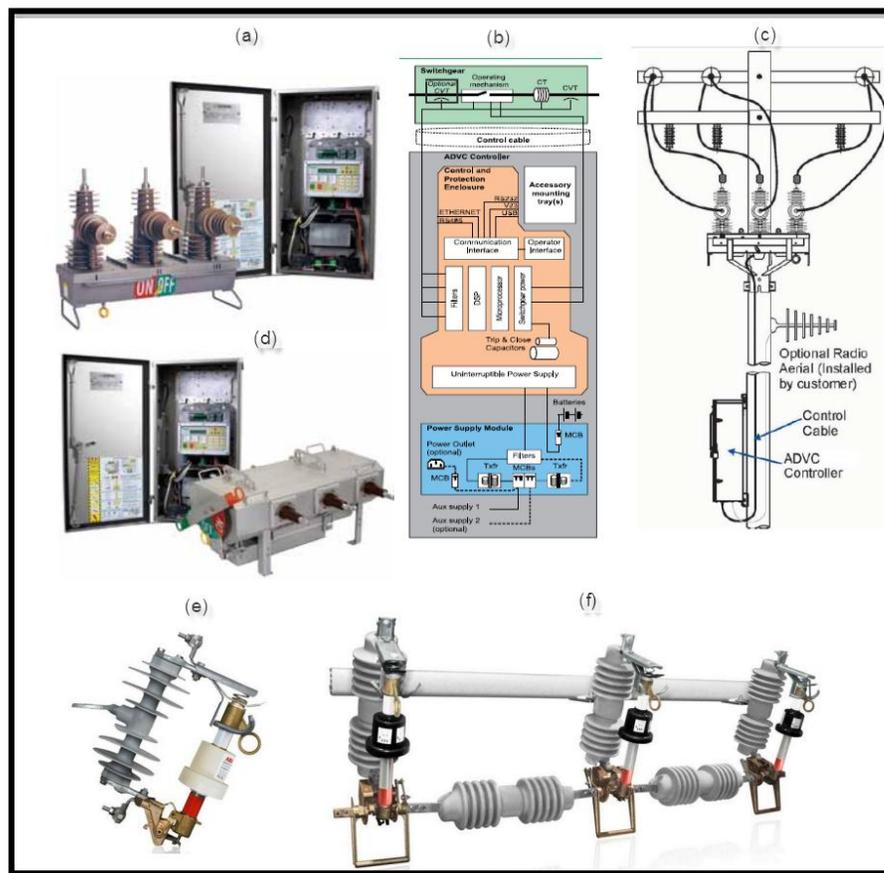
El mercado actual ofrece dispositivos de corte con módulos de control, protecciones y telecontrol. El avance de la tecnología y la reducción en los costos de esta misma, permite considerar tres tipos de equipos para implementar el esquema que garantiza el aislamiento de una falla en la red eléctrica con el mínimo de usuarios des-atendidos. Estos equipos son el reconectador, el seccionalizador y el seccionalizador automático, que se definen de la siguiente manera:

- **Reconectador:** Es un dispositivo de interrupción (interruptor) tripolar o mono polar de carga eléctrica, con posibilidad de re cierre automático ajustable, con elementos electrónicos para monitoreo y operación con telecontrol (Figura 16a y 16b).
- **Seccionalizador:** Es un dispositivo (Figura 16d) que realiza conteos cuando existen fallas Transitorias y permanentes, seccionando la línea sólo cuando la falla es permanente. Trabajan coordinados con un reconectador instalado aguas arriba. La Figura 16c, muestra el montaje completo en un

apoyo del equipo de corte, caja de control, equipo de comunicaciones y conexiones a la red eléctrica de un seccionizador.

- Seccionizador electrónico: Es un dispositivo adaptable a la caja cortacircuitos existente en el mercado actual, cuenta con auto alimentación y sistema de comunicación. Estos equipos fueron creados para distinguir entre fallas transitorias y permanentes por lo que sólo operan cuando se presenta una falla permanente. Este equipo se utiliza cuando el segmento de red de un circuito no tiene opción de suplencia, la Figura 16e y 16f corresponden a seccionizadores electrónicos de mando mono polar y tripolar.

Figura 16 Interior de caja de control del reconectador.



Fuente: imágenes tomadas de www.schneider.com [17].

La Tabla 12 muestra las características más importantes de los reconectores que se consiguen en el mercado actual y que son relevantes para el estudio que se presenta en esta monografía. En el Anexo J, se muestran todas las características que se encuentran en la hoja de datos suministradas por cada fabricante. Para el diseño de la automatización se contempla que cada reconector tenga el módulo de comunicaciones, varios grupos de protección y autonomía suficiente de alimentación de corriente continua; de tal manera que las operaciones de cierre y apertura se puedan atender, durante ausencia de tensión en la red eléctrica de media tensión.

Tabla 12. Características técnicas del reconector.

RECLOSERES	SCHNEIDER		FKI SWITCHGEAR		JOSLYN		ABB		OSM	
	SERIE U		POLAR	PANACEA	315R	327R	OVR3	OVR3S	OSM15-12	OSM27-12
RATINGS										
Rated Maximum Voltage	15.5kV	27kV	15.5KV	27KV	15KV	27KV	15.5kV	27kV	15.5kV	27kV
Rated Continuous Current	630A	630A	630A	630A	630A	630A	630/800	630/800	800	800
Fault Make Capacity (RMS)	12.5kA	12.5kA	12.5kA	12.5kA	14.4kV	25 kV	12.5kA	12.5kA	12.5kA	12.5kA
Fault Make Capacity (Peak)	31.5kA	31.5kA	16kA	10kA	17.1kV	29.3kV	31.5kA	31.5kA	31.5kA	31.5kA
Power Operating Time (Close/Open)	0.1/0.05s	0.1/0.05s	50 for 60 secs	60 for 60 secs	50 or 60	50 or 60	0.030/0.055	0.030/0.055		
Mechanical Operations	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	30000	30000
Rated full load operations	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	30000	30000
Short time current	12.5kA	12.5kA	12.5kA	12.5kA			8/10/12.5/16	10/12.5/16		
BREAKING CAPACITY										
Mainly Active (0.7pf)	630A	630A	630A	630A	630A	630A	630A	630A	800	800
Fault break capacity	12.5kA	12.5kA	12.5kA	12.5kA	12.5 o 16 kA	12.5 o 16 kA	8/10kA	10/12.5kA	10/12.5kA	10/12.5kA
Cable charging	25A	25A	25A	25A	42A	42A	25A	25A	25	25
Transformer magnetising	22A	22A	22A	22A			22A	22A		

3.9 SISTEMA DE COMUNICACIONES

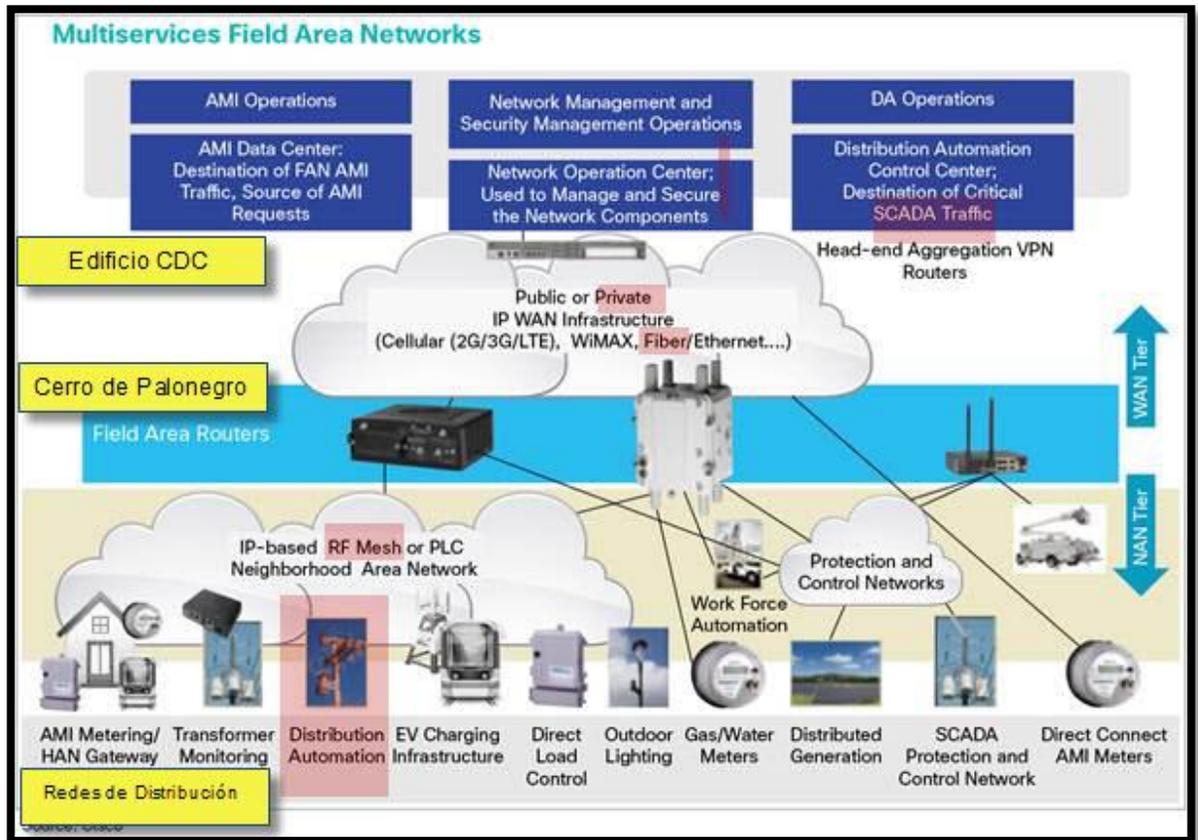
En el mercado actual se encuentran varios tipos de tecnología para realizar la comunicación entre diferentes equipos de control. El Anexo K presenta el listado de las tecnologías actuales de comunicación inalámbrica, el cual fue elaborado en el 2007 por el Laboratorio Nacional de Tecnología Energética para el Departamento de Energía de EE.UU. En esta lista se encuentran tecnologías como: Sistema de radio de amplio espectro (Spread spectrum radio systems), Celular 3G (Generation celular 3G), y Comunicación por satélite (Very Small Aperture Terminal satellite). Estas tres tipos de tecnologías son utilizadas en la

ESSA para comunicaciones de voz y datos de oficinas satelitales (regionales) y subestaciones simplificadas con la sede principal de ESSA. Las comunicaciones por tecnología celular son de buena calidad; no obstante los planes de datos son de alto costo y se han presentado dificultades con el operador de red celular en la administración de los contratos de datos. Finalmente, la comunicación por satélite se ha utilizado en tres subestaciones simplificadas ubicadas dentro de la geografía del departamento de Santander durante un periodo de cinco (5) años. Esta tecnología ha presentado inconvenientes cuando se presentan condiciones de nubosidad.

La tecnología de radiofrecuencia es la que ha tenido mayor estabilidad y se ha probado en toda el área de la geografía Santandereana con excelentes resultados de confiabilidad. Entre las ventajas de este tipo de tecnología se destacan que utiliza una banda de espectro de uso libre (902 – 928 MHz) y que no depende de un tercero en la operación de la red ya que se instala en equipos e infraestructura propia de ESSA. Por lo tanto para el estudio realizado en esta monografía, se propone instalar radiotransmisores en cada punto de ubicación de los reconectores y un radiotransmisor maestro en el cerro de Palonegro. En este cerro existe un canal de radio comunicación con el Centro de Control, que a su vez está comunicado por una red de fibra óptica con las subestaciones convencionales y con la mayoría de las subestaciones simplificadas, la Figura 17 muestra un sistema completo de red de comunicaciones y resaltado en rosado con lo que cuenta en la actualidad en ESSA que sirve para lograr el objetivo general de la monografía en materia de comunicaciones.

En materia de respaldo de corriente continua de los reconectores del anexo J se encuentra un promedio en las diferentes marcas que permite un mínimo de diez (10) operaciones o respaldo en alimentación de una capacidad de siete (7) amperios hora.

Figura 17. Red de comunicaciones ESSA dentro una infraestructura Smart Grid.



Fuente: CISCO [en línea] disponible en: <http://www.cisco.com>

4. CONCLUSIONES

- Las políticas dictadas en materia de energía en Colombia han permitido la liberalización del mercado eléctrico generando que la electricidad se deje de mirar como un servicio y se convierta en un producto. De este modo el producto “electricidad” tiene que superar criterios de calidad para garantizar la satisfacción al cliente por medio de la continuidad del servicio; que se logra por el nivel de automatización que se tenga en la configuración de redes por medio de automatización al momento de presentarse una falla en la red.
- Criterios como imagen corporativa, zona geográfica, orden público y uso final de la energía, realizan un aporte importante en la selección de prioridad del circuito para que sea candidato a implementar el diseño de la automatización que permita la segmentación del sitio en la red eléctrica en la cual se presente un daño y se puedan asignar los recursos de mantenimiento de una manera eficiente.
- Las transferencias de carga no se pueden generalizar aplicando la regla de un tercio de carga del circuito que utilizan algunas empresas del sector eléctrico en Colombia, por que los flujos y simulaciones demostraron las condiciones especiales para los circuitos de alto transporte de carga como el caso del ejemplo de la presente monografía y sus circuitos adyacentes.
- El esquema de diseño de la automatización basado en una red de radiofrecuencia hará sostenible en el tiempo la inversión del presupuesto proyectado en materia de comunicaciones; por el hecho que no se paga mensualidad por el servicio de la banda del espectro a utilizar y no depende en su operación del canal por un tercero.

- El sistema de radiofrecuencia de ESSA ha demostrado ser confiable y efectivo, basado en los resultados de la experiencia que se tiene desde la operación con equipos existentes instalados en la red de distribución que garantizan la comunicación desde los puntos de ubicación de los seccionadores (actualmente cuchillas monopolares) con el Centro de Control para lograr la integración.
- Las características técnicas mínimas que deben tener los reconectores para cumplir con las exigencias de integración al Scada del Centro de Control ESSA, en especial con referencia al tiempo de respuesta y posibilidad de programación fueron condensadas en la tabla 12 como punto de partida para los diseños de automatización.
- Como resultado del análisis y comparación realizado a los equipos existentes en el mercado que tienen la característica de tele protección el presente trabajo determinó que los reconectores son el elemento de protección a instalar en cada segmento de red para la automatización en media tensión. La principal diferencia entre los seccionalizadores y los reconectores radica en que los reconectores tienen relés de protección y se pueden instalar en cascada garantizando que la coordinación de la protección seccione el tramo en falla.

5. RECOMENDACIONES

- La situación actual de ESSA definida por la entrada al nuevo esquema de Calidad del Servicio determinó las principales características de priorización para definir los circuitos de media tensión en los cuales se implementen esquemas de automatización para la restauración del servicio de Energía eléctrica. Los valores de los pesos en la matriz de priorización deben ser analizados bajo criterios técnicos, económicos y regulatorios dependiendo de las necesidades o requerimientos que tenga el Operador de RED.
- Los análisis de flujos de potencia en las redes de media tensión deben ser delimitados por características de nivel de carga de los activos para poder realizar los traslados de carga en las horas de mayor demanda teniendo certeza de los valores de máxima carga bajo condiciones de emergencia por tiempo limitado.
- La siguiente etapa de este trabajo debe analizar la viabilidad económica para la implementación de la automatización y contrastar el valor de los equipos con las penalizaciones o compensaciones regulatorias, valores de Demanda No Atendida, afectación del sector Industrial, Comercial y Residencial, etc.
- Se recomienda al Operador de Red realizar la implementación de este tipo de proyecto el cual es de actualidad tecnológica y viable técnicamente para su ejecución aprovechando la experiencia del recurso humano propio con este tipo de equipos.

6. OBSERVACIONES

- Debido a la reducción del costo en un diez por ciento (10%) de los reconectores en el mercado mundial, hace viable económicamente el diseño de la automatización de la red eléctrica con estos equipos, permitiendo esquemas nuevos de protección y dinamismo en la configuración topológica de la red para mejorar los indicadores de calidad y disminuir los pagos de compensación a los usuarios.
- El operador de red debe propender por realizar una reconfiguración en redes de media tensión que garanticen los traslados de carga hacia otros circuitos durante los eventos en horas de máxima demanda, de los circuitos que salieron como candidatos a la automatización del resultado de la matriz de prioridades.
- Los segmentos de red que se proponen para el caso ejemplo se analizaron en el escenario de máxima demanda diaria, el cual corresponde al de máxima carga que puede llegar a soportar el circuito durante un tiempo máximo de dos horas. Esta condición crítica se puede mitigar planteando una redistribución de un tercio de carga hacia los circuitos adyacentes para disminuir la cantidad de equipos a instalar en la automatización de la red y así de esta forma aumentar las franjas horarias de permanencia de las suplencias necesarias en caso de falla de un segmento de red.
- El trabajo presentado se viabiliza económicamente basado en el pago de las futuras compensaciones a realizar a los usuarios debido a que los valores a compensar a partir del primero de julio del 2015 se triplicarán según la proyección de los indicadores de Calidad. El circuito ejemplo tiene una

compensación cercana a los veinte millones de pesos y con la entrada al nuevo esquema de calidad del servicio pasaría a una compensación de 60 millones lo cual equivale a compararlo con el valor de dos reconfiguradores recuperables en un periodo de tiempo de un año.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] ESSA Reseña histórica Electrificadora de Santander S.A. E.S.P., [en línea] disponible en <https://www.essa.com.co/site/ReseñaHistórica>. [Consultada 15 octubre 2014]

[2] ESSA. Informe Sostenibilidad 2013 [en línea] disponible en: <http://www.essa.com.co/site/portals/0/docs/INFORME%20SOSTENIBILIDAD%20ESSA%202013.pdf>.

[3] COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución CREG 070 (28, mayo, 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. 63 p.

[4] GALLEGOS GRAJALES, Lourdes; PICASSO BLANQUEL, Cuitláhuac y GÓMEZ LÓPEZ, José Martín. Tendencias de la automatización de la distribución. Boletín IIE. 2012.

[5] STOUPIS, James, WANG Fang, ZHENYUAN Wang. Recuperar la confianza”. Artículo de revista ABB, 2009

[6] QUINTAL DE SA, David Valentín. Ubicación Óptima de Reconectores y Coordinación de Protecciones en Circuitos de la E.D.C. Tesis de grado. Ingeniero Electricista. Caracas: Universidad Simón Bolívar. Escuela de Ingeniería Eléctrica, 2007.

[7] JUÁREZ RAMÍREZ, Mary Flor. Elementos de protecciones para sistemas de distribución eléctrica y su coordinación conjunta. Tesis de grado. Bachiller en Ingeniería Eléctrica. Costa Rica: Ciudad Universitaria Rodrigo Facio. Escuela de Ingeniería Eléctrica, 2010.

[8] ESCUDER, Ramiro. Automatización en redes de media tensión. Argentina: CIDEL. 2010.

[9] NA-SA La generación de Energía Eléctrica y la Sociedad. [en línea] disponible] http://www.na-sa.com.ar/files/pdf/energia_sociedad.pdf.

[10] COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución CREG 024 (26, abril, 2005). Por la cual se modifican las normas de calidad de la potencia eléctrica aplicables a los servicios de Distribución de Energía Eléctrica. Bogotá D.C., 2005. 10 p.

[11] NORTHCOTE GREEN, James and ROBERT G, Wilson. Control and automation of electrical power distribution systems. Vol. 28. CRC Press, 2006.

[12] TANGARIFE ECCHEVERRY, Jorge Iván. Estudio de redistribución de redes de media tensión en las subestaciones Caldas, Ancón Sur e Itagüí de EPM mediante el uso de herramientas computacionales y propuesta para la reconfiguración topológica. Monografía de grado Especialización en Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica. Medellín: Universidad Pontificia Bolivariana. Escuela de Ingeniería Eléctrica, 2013.

[13] ZHIQIAN BO, XUAN Yu. Protection Schemes for Closed Loop Distribution Network with Distributed Generator in 2006. Senior Member IEEE. China.

[14] JI, Yafei y JIANG LHE, Zhao. "Research on the loop closing operation analysis system in radial medium voltage distribution network," Electricity Distribution, 2008. CIGRE 2008. China International Conference, vol., no., pp.1, 5, 10-13 Dec. 2008.

[15] GUO, Xuelio; DU, Jiuju y QI, Changxiao. Study and application of switching operation of 10 kV lines ring network in urban power distribution network in 2008. Singapore: IEEE press. Kang-le Guan, Seung-Jae Lee, Myeon-Song Choi. Automatic Protection Schemes for Distribution System with Open and Closed-loop in 2013. Korea J Electr Eng Technol.

[16] ESCOBAR RAMÍREZ, Juan David. Guía de mantenimiento y reparación interruptor bajo carga en SF6 marca Yaskawa. Tesis de grado para optar al título de Ingeniero Electricista. Medellín, Universidad Nacional de Medellín. 2009.

[17] SCHNEIDER-ELECTRIC Comunicaciones configuración. [en línea] disponible en: <http://www.schneider-electric.com>

BIBLIOGRAFÍA

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución CREG 024 (26, abril, 2005). Por la cual se modifican las normas de calidad de la potencia eléctrica aplicables a los servicios de Distribución de Energía Eléctrica. Bogotá D.C., 2005. 10 p.

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución CREG 070 (28, mayo, 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. 63 p.

ESCOBAR RAMÍREZ, Juan David. Guía de mantenimiento y reparación interruptor bajo carga en SF6 marca Yaskawa. Tesis de grado para optar al título de Ingeniero Electricista. Medellín, Universidad Nacional de Medellín. 2009.

ESCUDER, Ramiro. Automatización en redes de media tensión. Argentina: CIDEL. 2010.

ESSA Reseña histórica Electrificadora de Santander S.A. E.S.P., [en línea] disponible en <https://www.essa.com.co/site/ReseñaHistórica>. [Consultada 15 octubre 2014]

ESSA. Informe Sostenibilidad 2013 [en línea] disponible en: <http://www.essa.com.co/site/portals/0/docs/INFORME%20SOSTENIBILIDAD%20ESSA%202013.pdf>.

GALLEGOS GRAJALES, Lourdes; PICASSO BLANQUEL, Cuitláhuac y GÓMEZ LÓPEZ, José Martín. Tendencias de la automatización de la distribución. Boletín IIE. 2012.

GUO, Xuelio; DU, Jiuju y QI, Changxiao. Study and application of switching operation of 10 kV lines ring network in urban power distribution network in 2008. Singapore: IEEE press. Kang-le Guan, Seung-Jae Lee, Myeon-Song Choi. Automatic Protection Schemes for Distribution System with Open and Closed-loop in 2013. Korea J Electr Eng Technol.

JI, Yafei y JIANGLHE, Zhao. "Research on the loop closing operation analysis system in radial medium voltage distribution network," Electricity Distribution, 2008. CIGRE 2008. China International Conference, vol., no., pp.1, 5, 10-13 Dec. 2008.

JUÁREZ RAMÍREZ, Mary Flor. Elementos de protecciones para sistemas de distribución eléctrica y su coordinación conjunta. Tesis de grado. Bachiller en Ingeniería Eléctrica. Costa Rica: Ciudad Universitaria Rodrigo Facio. Escuela de Ingeniería Eléctrica, 2010.

NA-SA La generación de Energía Eléctrica y la Sociedad. [en línea] disponible] http://www.na-sa.com.ar/files/pdf/energia_sociedad.pdf.

NORTHCOTE GREEN, James and ROBERT G, Wilson. Control and automation of electrical power distribution systems. Vol. 28. CRC Press, 2006.

QUINTAL DE SA, David Valentín. Ubicación Óptima de Reconectores y Coordinación de Protecciones en Circuitos de la E.D.C. Tesis de grado. Ingeniero Electricista. Caracas: Universidad Simón Bolívar. Escuela de Ingeniería Eléctrica, 2007.

SCHNEIDER-ELECTRIC Comunicaciones configuración. [en línea] disponible en:
<http://www.schneider-electric.com>

STOUPIS, James, WANG Fang, ZHENYUAN Wang. Recuperar la confianza”.
Artículo de revista ABB, 2009

TANGARIFE ECCHEVERRY, Jorge Iván. Estudio de redistribución de redes de media tensión en las subestaciones Caldas, Ancón Sur e Itagüí de EPM mediante el uso de herramientas computacionales y propuesta para la reconfiguración topológica. Monografía de grado Especialización en Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica. Medellín: Universidad Pontificia Bolivariana. Escuela de Ingeniería Eléctrica, 2013.

ZHIQIAN BO, XUAN Yu. Protection Schemes for Closed Loop Distribution Network with Distributed Generator in 2006. Senior Member IEEE. China.

ANEXOS

Anexo A. Eventos acumulados por circuito en el año 2013 a 2014.

	SUBESTACIÓN	NOMBRE DEL CIRCUITO	CANTIDAD DE EVENTOS 2013 - 2014	NUMERO DE CLIENTES
1	LIZAMA	61 502 EL RETEN	274	1090
2	LIZAMA	61 501 LA RENTA	271	927
3	SABANA	57 503 PROVINCIA	205	2196
4	LIZAMA	61 503 LA CASCAJERA	197	729
5	CIMITARRA	68 502 SANTA ROSA - LA INDIA	190	2455
6	CIMITARRA	68 503 CHONTARALES	170	1471
7	SABANA	57 502 LA GOMEZ	163	5804
8	SOCORRO	82 505 GUAPOTA	148	3967
9	TRINCHERAS	48 501 PLAYON	127	4021
10	PUERTO ARAUJO	72 502 PUERTO OLAYA	126	910
11	BARBOSA	88 503 BARBOSA 3	112	0
12	CANEYES	11 502 CANEYES 2	107	6356
13	PUERTO ARAUJO	72 501 CAMPO CAPOTE	105	2918
14	SAN GIL	79 507 MOGOTES	103	6840
15	SOCORRO	82 506 HATO PALMAR	103	1261
16	SOCORRO	82 504 SIMACOTA - CHIMA	102	1871
17	LANDAZURI	78 502 JORDANES	99	1843
18	PALENQUE	24 504 PALENQUE 4	98	8932
19	PARNASO	62 507 LA LIBERTAD	98	4439
20	PALOS	22 503 PALOS 3	96	5133
21	BUCARICA	08 504 BUCARICA 4	93	1101
22	LAGUNA	49 501 LA LAGUNA	91	1792
23	SAN ALBERTO	55 503 SAN MARTIN	90	1350
24	SAN SILVESTRE	64 515 S.SILVESTRE - AUTOPISTA	90	2229
25	BARBOSA	88 502 BARBOSA 2	88	3238
26	BUENAVISTA	60 504 BUENAVISTA 4	87	273
27	CANEYES	11 503 CANEYES 3	84	1063
28	SAN GIL	79 508 VALLE SAN JOSE NUEVO	84	4101
29	CANEYES	11 504 CANEYES 4	83	6055
30	PRINCIPAL	26 507 PRINCIPAL 7	83	4855
31	ZAPATOCA	50 502 LA FUENTE - GALAN	83	2100
32	NORTE	20 505 NORTE 5	79	3662
33	SAN GIL	79 505 REPETIDORA - CABRERA	75	1507
34	BARBOSA	88 504 BARBOSA 4 RURAL	75	2506
35	BARBOSA	88 501 BARBOSA 1 URBANO	73	7698
36	CANEYES	11 501 CANEYES 1	72	5259
37	SAN VICENTE	65 504 PUENTE MURCIA	71	1472
38	SAN GIL	79 502 SAN GIL 2	69	9839
39	SUR	28 507 SUR 7	68	7965
40	OIBA	84 502 SAN JOSE - GUADALUPE	68	1647
41	PALOS	22 504 PALOS 4	66	3707
42	EL BOSQUE	12 501 BOSQUE 1	65	3836
43	EL BOSQUE	12 504 BOSQUE 4	65	6430
44	PALENQUE	24 503 PALENQUE 3	65	1829
45	EL CARMEN	13 502 TOPON CENTENARIO	64	1830
46	SABANA	57 501 SABANA	62	3063
47	SAN GIL	79 501 SAN GIL 1	62	4614
48	SAN GIL	79 506 PINCHOTE - ANT SOCORRO	62	1603
49	PALENQUE	24 502 PALENQUE 2	61	1115
50	SAN GIL	79 504 ARATOCA - CURITI - CHIF	60	6118
51	CONUCO	10 502 CONUCOS 2	59	3946
52	BUENOS AIRES	58 521 BUENOS AIRES 21	58	2758
53	SAN SILVESTRE	64 518 S.SILVESTRE - 1 DE MAYO	57	7517
54	CIMITARRA	68 501 CIMITARRA 1 - URBANO	57	5659
55	BUCARICA	08 501 BUCARICA 1	56	4273
56	LANDAZURI	78 503 VEREDA AGUACHICA	56	1911
57	PALENQUE	24 501 PALENQUE 1	55	6703
58	PALENQUE	24 505 PALENQUE 5	54	1147
59	CABECERA DEL LLANO	34 503 CABECERA 3	54	3902
60	LA GRANJA	41 503 GRANJA 3	54	1832
61	FLORIDA	42 501 FLORIDA 1	54	1683
62	PARNASO	62 508 LA FLORESTA	54	7195
63	PALOS	22 501 PALOS 1	53	5055
64	SAN CRISTOBAL	37 503 SAN CRISTOBAL 3	53	9015
65	EL BOSQUE	12 506 BOSQUE 6	52	4332
66	CONUCO	10 511 CONUCOS 11	50	4839
67	SAN GIL	79 511 SAN GIL 3	50	4500
68	CONUCO	10 509 CONUCOS 9	49	2234
69	BUENOS AIRES	58 520 BUENOS AIRES 20	49	4178
70	PUERTO ARAUJO	72 503 PUERTO ARAUJO 3	47	488
71	SOCORRO	82 503 BERLIN - TRANSMISORES	47	1242
72	PRINCIPAL	26 503 PRINCIPAL 3	46	8176
73	SAN ALBERTO	55 501 SAN ALBERTO	46	4727
74	PARNASO	62 509 PARNASO 9	46	2525
75	BUCARICA	08 503 BUCARICA 3	45	7902
76	EL BOSQUE	12 502 BOSQUE 2	45	3762
77	PRINCIPAL	26 505 PRINCIPAL 5	45	2394
78	BUCARICA	08 502 BUCARICA 2	44	10504
79	EL BOSQUE	12 503 BOSQUE 3	44	5855
80	PALOS	22 502 PALOS 2	44	862
81	SOCORRO	82 501 CATEDRAL	44	5012
82	OIBA	84 504 SAN VICENTE RURAL	44	672
83	LA GRANJA	41 501 GRANJA 1	43	5201
84	BUENOS AIRES	58 522 BUENOS AIRES 22	43	3667
85	CONUCO	10 501 CONUCOS 1	42	2597
86	EL BOSQUE	12 507 BOSQUE 7	42	5149
87	LEBRIJA	39 501 LEBRIJA 1 - PALONEGRO	42	4451
88	PALOS	417 PALOS - RIONEGRO	42	12
89	LAS VILLAS	05 502 VILLAS 2	41	10429
90	SUR	28 503 SUR 3	41	5606
91	SAN SILVESTRE	64 516 S.SILVESTRE - CAMPIN	41	3089
92	CANEYES	11 505 CANEYES 5	40	6864
93	MESA DE LOS SANTOS	35 502 MESA 2	40	1452
94	FLORIDA	42 502 FLORIDA 2	40	3261
95	FLORIDA	42 503 FLORIDA 3	40	1383
96	FLORIDA	42 504 FLORIDA 4	40	3697
97	PARNASO	62 510 GALAN	40	2667
98	SOCORRO	82 508 UNIVERSIDAD	40	3951
99	LA GRANJA	41 502 GRANJA 2	39	5557
100	SAN ALBERTO	55 502 LA LLANA	39	2598

Fuente: Informes de Gestión Operativa ESSA 2013 y 2014.

Anexo B. Eventos acumulados por circuito en el año 2013 a 2014.

	SUBESTACIÓN	NOMBRE DEL CIRCUITO	CANTIDAD DE EVENTOS 2013 - 2014	NUMERO DE CLIENTES
101	SAN SILVESTRE	64 517 S. SILVESTRE- ESPERANZA	39	3933
102	CHICAMOCHA	38 502 CEPITA	38	576
103	SAN MARTIN	56 502 MORRINSON	38	2165
104	PRINCIPAL	26 501 PRINCIPAL 1	37	1318
105	LLANO GRANDE	32 501 LLANO GRANDE 1	37	1728
106	MESA DE LOS SANTOS	35 501 MESA PESCADERO	37	1483
107	BUENOS AIRES	58 512 BUENOS AIRES 12	37	2778
108	CENAGA	76 501 COMERCIO	37	2107
109	SAN VICENTE	65 502 PALMIRA	36	1293
110	BELLAVISTA	04 502 BELLAVISTA 2	35	4035
111	CHARALA	86 502 COROMORO - SINCELADA	35	3366
112	OIBA	84 503 OLIVAL	34	1762
113	SAN CRISTOBAL	37 501 SAN CRISTOBAL 1	33	3783
114	SAN MARTIN	56 501 SAN MARTIN	33	2655
115	BUENOS AIRES	58 514 BUENOS AIRES 14	33	3223
116	BUENAVISTA	60 503 BUENAVISTA 3	33	3625
117	REAL DE MINAS	09 504 REAL DE MINAS 4	32	5544
118	CONUCO	10 508 CONUCOS 8	32	8226
119	LANDAZURI	78 501 LANDAZURI 1	32	2853
120	SAN CRISTOBAL	37 504 SAN CRISTOBAL 4	31	11119
121	SAN GIL	489 SAN GIL - SOCORRO	31	129
122	GARCIA ROVIRA	95 504 PLANTAS	31	36
123	EL CARMEN	13 501 EL CARMEN	30	776
124	SAN MARTIN	56 503 AGUAS BLANCAS	30	2212
125	BUENOS AIRES	58 519 BUENOS AIRES 19	30	1490
126	SUR	28 505 SUR 5	29	3643
127	ACUARELA	36 502 MIRADORES DE CHICAMOC	29	684
128	SOCORRO	82 502 BATALLON	29	1839
129	EL BOSQUE	12 505 BOSQUE 5	28	3247
130	CONUCO	10 510 CONUCOS 10	27	5311
131	PALMAS	33 501 LLANO DE PALMAS	27	692
132	BUENAVISTA	60 501 BUENAVISTA 1	27	3329
133	NORTE	20 508 NORTE 8	26	2500
134	MATANZA	27 603 MATANZA 3	26	2749
135	SUR	28 504 SUR 4	26	4651
136	REAL DE MINAS	09 501 REAL DE MINAS 1	25	10021
137	CONUCO	10 506 CONUCOS 6	25	4227
138	SUR	28 501 SUR 1	25	3020
139	BUENOS AIRES	58 511 BUENOS AIRES 11	25	3923
140	CENAGA	76 502 CENAGA	25	3550
141	EL CARMEN	13 503 PUENTE MURCIA	24	380
142	CHARALA	86 503 ENCINO - VIROLIN	24	1829
143	SAN ANDRES	93 502 MOLAGAVITA	24	1243
144	GARCIA ROVIRA	95 502 MOLAGAVITA	24	2257
145	BARBOSA	BARBOSA - CIMITARRA	24	2
146	SAN GIL	LN 481 SAN GIL - GARCIA ROVIRA	24	1
147	EL CERO	14 502 EL CERO - LOS COCOS	23	906
148	PRINCIPAL	26 504 PRINCIPAL 4	23	1233
149	SAN VICENTE	65 501 SAN VICENTE 1	23	5274
150	SOCORRO	82 507 LA LLANITA	23	938
151	SAN CRISTOBAL	37 502 SAN CRISTOBAL 2	22	4327
152	RIO NEGRO	47 501 RIONEGRO 1	22	2258
153	OIBA	484 OIBA - VADO REAL	22	0
154	BERLIN	77 501 BERLIN	22	204
155	CONUCO	10 503 CONUCOS 3	21	2677
156	EL CARMEN	13 504 HONDURAS	21	397
157	NORTE	20 502 NORTE 2	21	0
158	NORTE	20 504 NORTE 4	21	1407
159	SAN PABLO	450 WILCHES - ECOP CANTAGALLO	21	0
160	SAN SILVESTRE	463 SAN SILVESTRE - PARNASO	21	0
161	CHARALA	86 504 OCAMONTE - PUENTE GALA	21	1272
162	VELEZ	90 506 GUALILO	21	1194
163	CONUCO	10 507 CONUCOS 7	20	3484
164	CALIFORNIA	25 503 VETAS	20	663
165	TERMOBARRANCA	453 T/BARRANCA - PARNASO LN3	20	1
166	PUENTE SOGAMOSO	74 503 TADEO	20	1041
167	SUR	28 502 SUR 2	19	0
168	BARBOSA	312 BARBOSA - CIMITARRA	19	3
169	PALOS	416 PALOS - MATANZA	19	0
170	FLORIDA	422 FLORIDA - ICP	19	50
171	REAL DE MINAS	426 MINAS - CODIESEL - CONUCO	19	89
172	SAN ANDRES	93 503 GUACA	19	2380
173	SAN ANDRES	93 504 HATO	19	629
174	BUCARICA	08 505 BUCARICA 5	18	0
175	NORTE	20 501 NORTE 1	18	0
176	NORTE	20 503 NORTE 3	18	4307
177	CALIFORNIA	25 502 CALIFORNIA	18	1694
178	TRINCHERAS	48 502 GALAPAGOS	18	309
179	VELEZ	90 502 GUAVATA	18	5454
180	SUCRE	92 503 LA PRADERA	18	6614
181	BUCARICA	08 506 BUCARICA 6	17	563
182	NORTE	20 507 NORTE 7	17	3293
183	PRINCIPAL	26 508 PRINCIPAL 8	17	1394
184	PALENQUE	408 PALENQUE - AEROPUERTO	17	47
185	BUCARAMANGA	423 B/MANGA - BUCARICA	17	5
186	VADO REAL	83 501 SUAITA	17	2416
187	LA FERIA	63 501 MONTERREY	16	20
188	SAN VICENTE	65 503 PLAZUELA	16	1438
189	CONTRATACION	85 502 GUACAMAYO	16	2532
190	SUR	28 509 SUR 9	15	3063
191	SAN PABLO	69 501 SAN PABLO 1	15	3161
192	CAPITANEJO	94 503 SAN MIGUEL	15	1167
193	REAL DE MINAS	09 502 REAL DE MINAS 2	14	0
194	PRINCIPAL	26 502 PRINCIPAL 2	14	3412
195	TERMOBARRANCA	308 SAN SILVESTRE - T/BARRANCA	14	0
196	PALOS	415 PALOS - PRINCIPAL	14	0
197	ZAPATOCA	419 ZAPATOCA-CUCHILLA-S.VICEN	14	0
198	SAN SILVESTRE	464 SAN SILVESTRE - PARNASO	14	0
199	LIZAMA	474 LIZAMA - ECOPETROL LN1	14	0
200	CANTA GALLO	71 801 CANTAGALLO 1	14	1334

Fuente: Informes de Gestión Operativa ESSA 2013 y 2014.

Anexo C. Valores SAIDI y SAIFI por mes en el año 2014.

Indicador	dic-2013	ene-2014	feb-2014	mar-2014	abr-2014	may-2014	jun-2014	jul-2014	ago-2014	sep-2014	oct-2014	nov-2014	dic-2014
SAIDI													
MAT Grupo 1	6,436	6,300	6,035	5,504	5,515	5,599	5,706	6,259	6,699	6,837	7,773	7,957	7,877
Limite MAT Grupo	6,436	6,425	6,414	6,404	6,393	6,382	6,371	6,361	6,350	6,339	6,328	6,318	6,307
MAT Grupo 2, 3	33,052	33,579	31,501	30,322	28,521	31,379	36,264	37,418	38,428	36,052	37,416	40,081	40,542
Limite MAT Grupo	33,052	32,997	32,942	32,887	32,832	32,777	32,721	32,666	32,611	32,556	32,501	32,446	32,391
MAT Grupo 4	47,971	49,199	46,439	44,713	42,035	46,403	50,069	51,514	51,934	51,060	49,746	54,647	54,084
Limite MAT Grupo	47,971	47,891	47,811	47,731	47,651	47,571	47,491	47,411	47,332	47,252	47,172	47,092	47,012
MAT Global	23,003	23,368	22,065	21,245	20,165	21,963	24,185	25,115	25,702	24,992	25,408	27,371	27,286
Limite MAT Global	23,003	22,965	22,926	22,817	22,779	22,741	22,703	22,664	22,626	22,588	22,550	22,512	22,473
MAT Grupo 1	14,089	14,421	13,839	13,190	12,824	12,595	12,865	13,449	15,006	15,075	15,203	15,049	15,018
Limite MAT Grupo	14,089	14,066	14,042	14,019	13,995	13,972	13,948	13,925	13,901	13,878	13,854	13,831	13,807
MAT Grupo 2, 3	35,023	34,589	33,641	33,745	32,635	33,202	33,888	34,463	34,157	33,723	35,659	36,645	35,757
Limite MAT Grupo	35,023	34,965	34,906	34,848	34,790	34,731	34,673	34,614	34,556	34,498	34,439	34,381	34,323
MAT Grupo 4	34,414	34,080	32,893	32,742	31,276	32,290	33,369	34,423	34,843	34,975	37,902	39,397	38,289
Limite MAT Grupo	34,414	34,357	34,299	34,242	34,184	34,127	34,070	34,012	33,955	33,897	33,840	33,783	33,725
MAT Global	24,092	24,078	23,266	22,990	22,176	22,439	23,050	23,752	24,580	24,546	25,787	26,319	25,807
Limite MAT Global	24,092	24,052	24,012	23,980	23,939	23,899	23,859	23,819	23,779	23,739	23,699	23,658	23,618
SAIFI													

Fuente: Informes de Gestión Operativa ESSA 2013 y 2014.

Anexo D. Clasificación de las compensaciones

ITEM	CÓDIGO	CIRCUITO	SUBREGIÓN	TOTAL COMPENSACIÓN	GRUPO CALIDAD
1	72502	72 502 PUERTO OLAYA	CIMITARRA	\$ 54.387.069,76	4
2	56501	56 501 SAN MARTIN	SAN ALBERTO	\$ 52.400.468,29	3
3	69501	69 501 SAN PABLO 1	PUERTO WILCHES	\$ 44.659.985,30	3
4	72501	72 501 CAMPO CAPOTE	CIMITARRA	\$ 42.013.169,26	4
5	65501	65 501 SAN VICENTE 1	GIRÓN	\$ 35.880.220,26	3
6	56502	56 502 MORRINSON	SAN ALBERTO	\$ 33.616.780,41	3
7	60501	60 501 BUENA VISTA 1	BARRANCABERMEJA	\$ 32.245.600,96	1
8	90501	90 501 VELEZ 1 URBANO	BARBOSA	\$ 32.171.615,93	3
9	24504	24 504 PALENQUE 4	BUCARAMANGA	\$ 31.952.167,24	1
10	69502	69 502 SAN PABLO 2	PUERTO WILCHES	\$ 30.409.067,90	3
11	55502	55 502 LA LLANA	SAN ALBERTO	\$ 30.374.457,14	3
12	11504	11 504 CANEYES 4	GIRÓN	\$ 25.111.039,34	1
13	55501	55 501 SAN ALBERTO	SAN ALBERTO	\$ 24.810.634,13	3
14	48501	48 501 PLAYON	BUCARAMANGA	\$ 24.205.609,79	4
15	71801	71 801 CANTAGALLO 1	PUERTO WILCHES	\$ 22.530.866,19	3
16	56503	56 503 AGUAS BLANCAS	SAN ALBERTO	\$ 21.921.684,95	3
17	92503	92 503 LA PRADERA	BARBOSA	\$ 20.802.227,55	3
18	79502	79 502 SAN GIL 2	SAN GIL	\$ 18.199.658,00	3
19	57502	57 502 LA GOMEZ	SAN ALBERTO	\$ 17.359.171,61	3
20	11501	11 501 CANEYES 1	GIRÓN	\$ 16.656.828,47	1
21	37503	37 503 SAN CRISTOBAL 3	PIEDRECUESTA	\$ 16.273.333,77	2
22	55503	55 503 SAN MARTIN	SAN ALBERTO	\$ 16.075.928,93	3
23	11505	11 505 CANEYES 5	GIRÓN	\$ 13.926.624,06	1
24	24503	24 503 PALENQUE 3	BUCARAMANGA	\$ 13.816.135,46	1
25	90503	90 503 CHIPATA - LA PAZ	BARBOSA	\$ 13.757.970,80	3
26	74503	74 503 TADEO	PUERTO WILCHES	\$ 13.738.836,52	4
27	78502	78 502 LANDAZURI 2	CIMITARRA	\$ 13.737.748,42	3
28	53501	53 501 SAN RAFAEL - PAPAY	SAN ALBERTO	\$ 13.695.583,48	4
29	88501	88 501 BARBOSA 1 URBANO	BARBOSA	\$ 13.622.357,70	4
30	11502	11 502 CANEYES 2	GIRÓN	\$ 13.509.604,20	1
31	79507	79 507 MOGOTES	SAN GIL	\$ 13.420.850,00	3
32	477	LIZAMA - HIDROSOGAMOSO	GIRÓN	\$ 12.682.286,48	4
33	79504	79 504 ARATOCA - CURITI - C	SAN GIL	\$ 12.153.494,00	3
34	79506	79 506 PINCHOTE - ANT SOC	SAN GIL	\$ 11.802.299,00	3
35	90502	90 502 GUAVATA	BARBOSA	\$ 11.312.308,62	3
36	82501	82 501 CATEDRAL	SOCORRO	\$ 10.882.374,88	3
37	82505	82 505 GUAPOTA	SOCORRO	\$ 10.796.972,70	3
38	36501	36 501 LOS SANTOS	PIEDRECUESTA	\$ 10.528.669,51	4
39	79501	79 501 SAN GIL 1	SAN GIL	\$ 10.502.566,00	3
40	86501	86 501 CHARALÁ URBANO	SAN GIL	\$ 10.422.832,60	3
41	88503	88 503 BARBOSA 3	BARBOSA	\$ 9.586.660,64	4
42	79511	79 511 SAN GIL 3	SAN GIL	\$ 9.550.467,00	3
43	61502	61 502 EL RETEN	GIRÓN	\$ 9.519.228,52	4
44	35501	35 501 MESA PESCADERO	PIEDRECUESTA	\$ 9.037.640,79	4
45	57503	57 503 PROVINCIA	SAN ALBERTO	\$ 8.951.890,80	3
46	50501	50 501 ZAPATOCA 1	PIEDRECUESTA	\$ 8.723.660,34	3
47	86502	86 502 COROMORO - SINCE	SAN GIL	\$ 8.545.666,68	3
48	58521	58 521 BUENOS AIRES 21	BARRANCABERMEJA	\$ 8.519.700,68	1
49	65504	65 504 PUENTE MURCIA	GIRÓN	\$ 8.483.680,49	3
50	68502	68 502 SANTA ROSA - LA IND	CIMITARRA	\$ 8.357.936,16	3
51	79503	79 503 BARICHARA - VILLANU	SAN GIL	\$ 8.109.559,00	3
52	79508	79 508 VALLE SAN JOSE NUÑ	SAN GIL	\$ 7.923.166,00	3
53	64518	64 518 S SILVESTRE -1 DE M	BARRANCABERMEJA	\$ 7.864.717,06	1
54	82502	82 502 BATALLON	SOCORRO	\$ 7.849.657,00	3
55	71802	71 802 CANTAGALLO 2	PUERTO WILCHES	\$ 7.839.690,40	3
56	74501	74 501 EL PEDRAL	PUERTO WILCHES	\$ 7.830.414,89	4
57	65502	63 502 PALMIRA	GIRÓN	\$ 7.777.103,94	3
58	26507	26 507 PRINCIPAL 7	BUCARAMANGA	\$ 7.594.331,29	1
59	17501	17 501 LA ESPERANZA - CON	SAN ALBERTO	\$ 7.491.847,04	4
60	41501	41 501 GRANJA 1	PIEDRECUESTA	\$ 7.181.293,85	2
61	8502	08 502 BUCARICA 2	FLORIDABLANCA	\$ 6.907.637,38	1
62	59501	59 501 LA VALVULA	PUERTO WILCHES	\$ 6.830.858,18	4
63	60504	60 504 BUENA VISTA 4	BARRANCABERMEJA	\$ 6.810.679,49	1
64	76501	76 501 COMERCIO	PUERTO WILCHES	\$ 6.687.447,10	3
65	60502	60 502 BUENA VISTA 2	BARRANCABERMEJA	\$ 6.658.144,87	1
66	57501	57 501 SABANA	SAN ALBERTO	\$ 6.528.583,25	3
67	47501	47 501 RIONEGRO 1	BUCARAMANGA	\$ 6.523.151,77	4
68	24502	24 502 PALENQUE 2	BUCARAMANGA	\$ 6.397.557,64	1
69	65503	65 503 PLAZUELA	GIRÓN	\$ 6.146.259,01	3
70	92502	92 502 JESUS MARIA	BARBOSA	\$ 6.064.966,07	3

Fuente: Informes de Gestión Operativa ESSA 2013 y 2014.

Anexo E. Clasificación de las compensaciones

ITEM	CÓDIGO	CIRCUITO	SUBREGIÓN	TOTAL COMPENSACIÓN	GRUPO CALIDAD
71	35502	35 502 MESA 2	PIEDRECUESTA	\$ 6.036.534,61	4
72	76502	76 502 CIENAGA	PUERTO WILCHES	\$ 6.016.079,62	3
73	41502	41 502 GRANJA 2	PIEDRECUESTA	\$ 5.949.349,29	2
74	32501	32 501 LLANO GRANDE 1	GIRÓN	\$ 5.934.646,02	4
75	68501	68 501 CIMITARRA 1 - URBAN	CIMITARRA	\$ 5.865.082,00	3
76	59502	59 502 MAG MEDIO	PUERTO WILCHES	\$ 5.742.965,38	4
77	11503	11 503 CANEYES 3	GIRÓN	\$ 5.643.209,93	1
78	74502	74 502 LA GOMEZ	PUERTO WILCHES	\$ 5.331.104,28	4
79	58512	58 512 BUENOS AIRES 12	BARRANCABERMEJA	\$ 5.192.571,83	1
80	13502	13 502 TOPON CENTENARIO	GIRÓN	\$ 5.137.294,05	3
81	61501	61 501 LA RENTA	GIRÓN	\$ 4.830.132,89	4
82	407	PALENQUE - PRINCIPAL	BUCARAMANGA	\$ 4.750.855,90	1
83	78501	78 501 LANDAZURI 1	CIMITARRA	\$ 4.732.622,06	3
84	60503	60 503 BUENA VISTA 3	BARRANCABERMEJA	\$ 4.683.732,00	1
85	64517	64 517 S.SILVESTRE- ESPE	BARRANCABERMEJA	\$ 4.624.123,42	1
86	28507	28 507 SUR 7	BUCARAMANGA	\$ 4.480.252,54	1
87	27603	27 603 MATANZA 3	FLORIDABLANCA	\$ 4.408.203,49	3
88	62507	62 507 LA LIBERTAD	BARRANCABERMEJA	\$ 4.221.248,00	1
89	52501	52 501 BETULIA	PIEDRECUESTA	\$ 3.878.003,20	4
90	67503	67 503 EL LLANITO	BARRANCABERMEJA	\$ 3.838.089,32	4
91	68503	68 503 CHONTARALES	CIMITARRA	\$ 3.796.195,83	3
92	78503	78 503 LANDAZURI 3	CIMITARRA	\$ 3.697.216,27	3
93	72503	72 503 PUERTO ARAUJO 3	CIMITARRA	\$ 3.693.572,69	4
94	82506	82 506 HATO PALMAR	SOCORRO	\$ 3.667.738,69	3
95	58522	58 522 BUENOS AIRES 22	BARRANCABERMEJA	\$ 3.638.202,10	1
96	86504	86 504 OCAMONTE - PUENTI	SAN GIL	\$ 3.589.059,83	3
97	50502	50 502 LA FUENTE - GALAN	PIEDRECUESTA	\$ 3.558.033,57	3
98	64515	64 515 S.SILVESTRE - AUTO	BARRANCABERMEJA	\$ 3.377.806,22	1
99	82504	82 504 SIMACOTA - CHIMA	SOCORRO	\$ 3.358.128,00	3
100	58514	58 514 BUENOS AIRES 14	BARRANCABERMEJA	\$ 3.294.861,77	1
101	75501	75 501 KILOMETRO 8	PUERTO WILCHES	\$ 3.243.645,36	4
102	90506	90 506 GUALILO	BARBOSA	\$ 3.115.397,61	3
103	79505	79 505 REPETIDORA - CABR	SAN GIL	\$ 2.972.417,87	3
104	53502	53 502 EL TROPEZON	SAN ALBERTO	\$ 2.971.907,93	4
105	10511	10 511 CONUCOS 11	BUCARAMANGA	\$ 2.898.091,50	1
106	49501	49 501 LA LAGUNA	BUCARAMANGA	\$ 2.797.025,22	4
107	77501	77 501 BERLIN	BARRANCABERMEJA	\$ 2.765.459,08	4
108	47503	47 503 PORTACHUELO	BUCARAMANGA	\$ 2.729.193,14	4
109	84502	84 502 SAN JOSE - GUADALL	SOCORRO	\$ 2.720.254,87	4
110	426	MINAS - CODIESEL - CONUC	BUCARAMANGA	\$ 2.677.014,73	1
111	21502	21 502 LAS HAMACAS 2	BUCARAMANGA	\$ 2.617.648,45	1
112	86503	86 503 ENCINO - VIROLIN	SAN GIL	\$ 2.599.059,85	3
113	88504	88 504 BARBOSA 4 RURAL	BARBOSA	\$ 2.595.320,02	4
114	84503	84 503 OLIVAL	SOCORRO	\$ 2.594.443,00	4
115	90504	90 504 CIRCUITO 4 VDA EL L	BARBOSA	\$ 2.581.253,03	3
116	25502	25 502 CALIFORNIA	FLORIDABLANCA	\$ 2.577.523,10	4
117	28509	28 509 SUR 9	BUCARAMANGA	\$ 2.469.013,00	1
118	28506	28 506 SUR 6	BUCARAMANGA	\$ 2.458.298,00	1
119	67502	67 502 PENJAMO	BARRANCABERMEJA	\$ 2.401.688,26	4
120	82507	82 507 LA LLANITA	SOCORRO	\$ 2.326.721,12	3
121	13501	13 501 EL CARMEN	GIRÓN	\$ 2.236.187,14	3
122	62508	62 508 LA FLORESTA	BARRANCABERMEJA	\$ 2.234.776,62	1
123	82503	82 503 BERLIN - TRANSMISO	SOCORRO	\$ 2.219.666,00	3
124	7501	07 501 LOS COCOS 1	GIRÓN	\$ 2.214.239,81	4
125	34503	34 503 CABECERA 3	PIEDRECUESTA	\$ 2.089.199,43	2
126	12506	12 506 BOSQUE 6	FLORIDABLANCA	\$ 2.082.999,03	1
127	10509	10 509 CONUCOS 9	BUCARAMANGA	\$ 2.003.138,54	1
128	472	PARNASO - CC SAN SILVES	BARRANCABERMEJA	\$ 2.001.768,00	1
129	433	SABANA - S RAFAEL - STA CA	SAN ALBERTO	\$ 1.928.774,19	3
130	39501	39 501 PALONEGRO 1	GIRÓN	\$ 1.848.482,00	3
131	4502	04 502 BELLAVISTA 2	FLORIDABLANCA	\$ 1.791.038,98	1
132	403	CONUCO - PRINCIPAL	BUCARAMANGA	\$ 1.730.498,45	1
133	58511	58 511 BUENOS AIRES 11	BARRANCABERMEJA	\$ 1.673.711,15	1
134	85502	85 502 GUACAMAYO	SOCORRO	\$ 1.670.330,81	3
135	88502	88 502 BARBOSA 2	BARBOSA	\$ 1.578.892,80	4
136	5502	05 502 VILLAS 2	FLORIDABLANCA	\$ 1.534.779,98	1
137	20503	20 503 NORTE 3	BUCARAMANGA	\$ 1.521.001,12	1
138	47502	47 502 SANTA CRUZ DE LA C	BUCARAMANGA	\$ 1.460.828,36	4
139	12504	12 504 BOSQUE 4	FLORIDABLANCA	\$ 1.460.394,80	1
140	471	SAN SILVESTRE - ACUEDUC	BARRANCABERMEJA	\$ 1.429.591,51	1

Fuente: Informes de Gestión Operativa ESSA 2013 y 2014.

Anexo F. Circuitos de carga tipo industrial.

Porcentaje de Participación en consumos Diciembre 2012 por tipo de cliente ESSA									
Orden	Circuito 13.2 kV	Acueductos	Comercial	Industrial	Oficial	Residencial 1, 2 y 3	Residencial 4, 5 y 6	Total general Residencial	Total general
1	41504	0,0%	12,5%	87,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%
2	10505	0,0%	0,0%	87,4%	0,0%	0,0%	12,6%	12,6%	100,0%
3	24502	0,0%	11,2%	81,0%	0,0%	7,8%	0,0%	7,8%	100,0%
4	26501	0,0%	6,8%	67,8%	0,4%	25,1%	0,0%	25,1%	100,0%
5	24503	0,0%	28,0%	65,8%	0,0%	6,1%	0,0%	6,1%	100,0%
6	28502	0,0%	36,4%	60,7%	0,1%	2,6%	0,2%	2,8%	100,0%
7	11503	0,0%	25,0%	59,1%	0,0%	11,9%	3,9%	15,8%	100,0%
8	20508	0,0%	12,2%	54,7%	0,6%	31,9%	0,7%	32,6%	100,0%
9	08505	0,0%	22,6%	49,3%	7,6%	16,1%	4,4%	20,5%	100,0%
10	35501	0,0%	20,5%	45,7%	1,0%	28,5%	4,3%	32,8%	100,0%
11	20504	0,0%	43,6%	44,9%	1,0%	9,8%	0,6%	10,4%	100,0%
12	08504	0,0%	21,6%	42,2%	1,4%	15,8%	19,0%	34,8%	100,0%
13	07501	0,0%	5,1%	38,5%	0,3%	55,9%	0,2%	56,2%	100,0%
14	24505	0,0%	20,4%	35,8%	0,2%	41,6%	2,0%	43,5%	100,0%
15	32501	0,0%	11,0%	35,1%	0,7%	52,8%	0,5%	53,3%	100,0%
16	26504	0,0%	14,8%	34,9%	0,5%	49,7%	0,1%	49,8%	100,0%
17	09507	0,0%	63,3%	30,9%	0,8%	5,0%	0,0%	5,0%	100,0%
18	32502	0,0%	7,9%	29,8%	1,9%	58,6%	1,7%	60,3%	100,0%
19	20503	0,0%	19,8%	28,4%	1,0%	50,3%	0,5%	50,8%	100,0%
20	28505	0,0%	31,8%	24,6%	0,9%	34,1%	8,6%	42,7%	100,0%
21	07502	0,0%	2,4%	22,7%	0,2%	74,8%	0,0%	74,8%	100,0%
22	20501	0,0%	54,6%	22,5%	2,1%	11,3%	9,6%	20,9%	100,0%
23	09508	0,0%	10,7%	21,9%	0,9%	66,5%	0,0%	66,5%	100,0%
24	20502	0,0%	70,5%	21,5%	1,2%	6,3%	0,5%	6,8%	100,0%
25	35502	0,0%	11,2%	18,8%	0,3%	54,2%	15,5%	69,7%	100,0%
26	28504	0,0%	44,5%	14,6%	0,5%	5,4%	35,0%	40,4%	100,0%
27	28503	0,0%	59,2%	14,5%	2,9%	7,5%	15,8%	23,3%	100,0%
28	34503	0,0%	19,1%	12,0%	2,0%	61,7%	5,1%	66,8%	100,0%
29	12501	0,0%	18,0%	12,0%	0,0%	25,4%	44,7%	70,0%	100,0%
30	09506	0,0%	45,2%	11,9%	5,4%	24,9%	12,6%	37,5%	100,0%

Fuente: Planeación de la distribución ESSA 2014.

Anexo G. Circuitos de carga tipo comercial.

Porcentaje de Participación en consumos Diciembre 2012 por tipo de cliente ESSA									
Orden	Circuito 13.2 kV	Acueductos	Comercial	Industrial	Oficial	Residencial 1, 2 y 3	Residencial 4, 5 y 6	Total general Residencial	Total general
1	12509	0,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%
2	28506	0,0%	95,6%	2,2%	1,3%	0,8%	0,1%	0,8%	100,0%
3	28508	0,0%	91,5%	3,5%	0,0%	4,6%	0,4%	5,0%	100,0%
4	10503	0,0%	81,5%	2,0%	0,3%	0,0%	16,2%	16,2%	100,0%
5	10502	0,0%	70,6%	2,1%	0,1%	0,2%	26,9%	27,1%	100,0%
6	20502	0,0%	70,5%	21,5%	1,2%	6,3%	0,5%	6,8%	100,0%
7	10504	0,0%	70,1%	4,8%	0,1%	2,3%	22,7%	25,0%	100,0%
8	09507	0,0%	63,3%	30,9%	0,8%	5,0%	0,0%	5,0%	100,0%
9	28501	0,0%	61,5%	5,4%	11,5%	21,5%	0,2%	21,6%	100,0%
10	28509	0,0%	61,1%	5,0%	5,7%	28,0%	0,2%	28,2%	100,0%
11	12502	0,0%	60,2%	0,7%	0,0%	0,0%	39,1%	39,1%	100,0%
12	28503	0,0%	59,2%	14,5%	2,9%	7,5%	15,8%	23,3%	100,0%
13	26508	0,0%	57,3%	4,8%	2,2%	35,6%	0,1%	35,7%	100,0%
14	28507	0,0%	55,9%	3,6%	0,2%	0,3%	39,9%	40,2%	100,0%
15	20501	0,0%	54,6%	22,5%	2,1%	11,3%	9,6%	20,9%	100,0%
16	09503	0,0%	47,2%	0,0%	1,1%	0,4%	51,3%	51,7%	100,0%
17	09506	0,0%	45,2%	11,9%	5,4%	24,9%	12,6%	37,5%	100,0%
18	28504	0,0%	44,5%	14,6%	0,5%	5,4%	35,0%	40,4%	100,0%
19	12506	0,0%	44,0%	5,3%	4,7%	17,8%	28,2%	46,0%	100,0%
20	20507	0,0%	43,7%	7,6%	0,0%	3,7%	45,0%	48,6%	100,0%
21	20504	0,0%	43,6%	44,9%	1,0%	9,8%	0,6%	10,4%	100,0%
22	26502	0,0%	41,5%	10,8%	0,0%	44,8%	2,9%	47,7%	100,0%
23	28502	0,0%	36,4%	60,7%	0,1%	2,6%	0,2%	2,8%	100,0%
24	41501	0,0%	33,8%	3,1%	2,8%	60,2%	0,1%	60,3%	100,0%
25	28505	0,0%	31,8%	24,6%	0,9%	34,1%	8,6%	42,7%	100,0%
26	20506	0,0%	31,7%	6,5%	32,9%	1,0%	27,9%	28,9%	100,0%
27	08506	12,6%	31,5%	0,2%	0,7%	54,3%	0,7%	55,0%	100,0%
28	10511	0,0%	30,4%	4,8%	0,1%	0,3%	64,5%	64,8%	100,0%
29	42502	0,0%	28,1%	5,8%	4,6%	31,7%	29,8%	61,4%	100,0%
30	24503	0,0%	28,0%	65,8%	0,0%	6,1%	0,0%	6,1%	100,0%

Fuente: Planeación de la distribución ESSA 2014.

Anexo H. Circuitos de carga tipo residencial

Porcentaje de Participación en consumos Diciembre 2012 por tipo de cliente ESSA									
Orden	Circuito 13.2 kV	Acueductos	Comercial	Industrial	Oficial	Residencial 1, 2 y 3	Residencial 4, 5 y 6	Total general Residencial	Total general
1	21501	0,0%	2,8%	0,0%	0,0%	97,2%	0,0%	97,2%	100,0%
2	09502	0,0%	2,8%	0,5%	1,1%	95,6%	0,0%	95,6%	100,0%
3	14501	0,0%	6,1%	0,0%	0,1%	93,4%	0,4%	93,8%	100,0%
4	04501	0,0%	7,4%	0,0%	0,0%	92,6%	0,0%	92,6%	100,0%
5	26606	0,0%	7,0%	1,0%	0,0%	91,9%	0,0%	91,9%	100,0%
6	26505	0,0%	5,6%	0,3%	2,3%	91,8%	0,0%	91,8%	100,0%
7	37501	0,0%	8,2%	0,3%	0,8%	90,6%	0,1%	90,6%	100,0%
8	37502	0,0%	8,1%	0,6%	1,1%	73,6%	16,6%	90,2%	100,0%
9	05502	0,0%	9,4%	0,8%	1,1%	85,6%	3,1%	88,7%	100,0%
10	37504	0,0%	10,2%	0,6%	0,7%	88,2%	0,3%	88,5%	100,0%
11	22503	0,0%	6,8%	2,9%	1,8%	88,5%	0,0%	88,5%	100,0%
12	04502	0,0%	10,2%	2,0%	0,1%	87,7%	0,0%	87,7%	100,0%
13	10501	0,0%	10,5%	2,9%	0,2%	2,4%	84,0%	86,4%	100,0%
14	22502	0,0%	8,8%	4,8%	1,5%	84,9%	0,0%	84,9%	100,0%
15	11502	0,0%	8,7%	6,1%	0,7%	84,1%	0,5%	84,6%	100,0%
16	24501	0,0%	9,9%	4,9%	1,3%	83,9%	0,0%	83,9%	100,0%
17	12507	0,0%	11,1%	3,9%	1,4%	73,9%	9,7%	83,6%	100,0%
18	10510	0,0%	14,7%	1,2%	0,4%	34,1%	49,5%	83,6%	100,0%
19	09501	0,0%	8,6%	7,5%	0,4%	77,9%	5,5%	83,4%	100,0%
20	08501	0,0%	13,7%	0,5%	2,7%	83,0%	0,1%	83,1%	100,0%
21	12504	0,0%	8,0%	3,0%	6,2%	49,5%	33,3%	82,8%	100,0%
22	12503	0,0%	13,8%	2,6%	0,9%	42,7%	39,9%	82,7%	100,0%
23	09505	0,0%	12,8%	1,8%	3,1%	77,2%	5,0%	82,2%	100,0%
24	08503	0,0%	15,4%	1,5%	1,1%	71,3%	10,6%	81,9%	100,0%
25	10508	0,0%	17,1%	1,2%	0,4%	44,3%	37,0%	81,2%	100,0%
26	11501	0,0%	10,7%	6,3%	2,1%	70,9%	9,9%	80,8%	100,0%
27	22501	0,0%	7,6%	10,1%	1,6%	80,7%	0,0%	80,7%	100,0%
28	08502	0,0%	13,5%	5,5%	1,1%	79,9%	0,0%	79,9%	100,0%
29	10507	0,0%	17,0%	1,9%	2,1%	28,8%	50,2%	79,0%	100,0%
30	12505	0,0%	19,2%	2,1%	0,2%	3,4%	75,1%	78,5%	100,0%

Fuente: Planeación de la distribución ESSA 2014.

Anexo I. Circuitos de carga tipo Oficial

Porcentaje de Participación en consumos Diciembre 2012 por tipo de cliente ESSA									
Orden	Circuito 13.2 kV	Acueductos	Comercial	Industrial	Oficial	Residencial 1, 2 y 3	Residencial 4, 5 y 6	Total general Residencial	Total general
1	26507	0,0%	14,9%	1,5%	46,3%	9,2%	28,1%	37,3%	100,0%
2	20506	0,0%	31,7%	6,5%	32,9%	1,0%	27,9%	28,9%	100,0%
3	21502	0,0%	2,4%	0,8%	22,2%	74,5%	0,0%	74,5%	100,0%
4	14502	0,0%	9,2%	0,8%	15,5%	74,1%	0,4%	74,5%	100,0%
5	28501	0,0%	61,5%	5,4%	11,5%	21,5%	0,2%	21,6%	100,0%
6	41503	0,0%	6,4%	8,4%	9,1%	72,1%	4,0%	76,1%	100,0%
7	20505	0,0%	13,6%	5,1%	7,8%	64,3%	9,2%	73,5%	100,0%
8	08505	0,0%	22,6%	49,3%	7,6%	16,1%	4,4%	20,5%	100,0%
9	12504	0,0%	8,0%	3,0%	6,2%	49,5%	33,3%	82,8%	100,0%
10	28509	0,0%	61,1%	5,0%	5,7%	28,0%	0,2%	28,2%	100,0%
11	09506	0,0%	45,2%	11,9%	5,4%	24,9%	12,6%	37,5%	100,0%
12	09504	0,0%	16,5%	2,5%	5,2%	19,9%	55,9%	75,8%	100,0%
13	12506	0,0%	44,0%	5,3%	4,7%	17,8%	28,2%	46,0%	100,0%
14	42502	0,0%	28,1%	5,8%	4,6%	31,7%	29,8%	61,4%	100,0%
15	22504	0,0%	11,5%	6,7%	3,6%	78,2%	0,0%	78,2%	100,0%
16	09505	0,0%	12,8%	1,8%	3,1%	77,2%	5,0%	82,2%	100,0%
17	28503	0,0%	59,2%	14,5%	2,9%	7,5%	15,8%	23,3%	100,0%
18	41501	0,0%	33,8%	3,1%	2,8%	60,2%	0,1%	60,3%	100,0%
19	08501	0,0%	13,7%	0,5%	2,7%	83,0%	0,1%	83,1%	100,0%
20	26505	0,0%	5,6%	0,3%	2,3%	91,8%	0,0%	91,8%	100,0%
21	11504	0,0%	19,8%	5,5%	2,3%	71,6%	0,7%	72,4%	100,0%
22	26508	0,0%	57,3%	4,8%	2,2%	35,6%	0,1%	35,7%	100,0%
23	11501	0,0%	10,7%	6,3%	2,1%	70,9%	9,9%	80,8%	100,0%
24	10507	0,0%	17,0%	1,9%	2,1%	28,8%	50,2%	79,0%	100,0%
25	20501	0,0%	54,6%	22,5%	2,1%	11,3%	9,6%	20,9%	100,0%
26	34503	0,0%	19,1%	12,0%	2,0%	61,7%	5,1%	66,8%	100,0%
27	37503	0,0%	17,7%	2,6%	2,0%	75,5%	2,2%	77,7%	100,0%
28	32502	0,0%	7,9%	29,8%	1,9%	58,6%	1,7%	60,3%	100,0%
29	22503	0,0%	6,8%	2,9%	1,8%	88,5%	0,0%	88,5%	100,0%
30	22501	0,0%	7,6%	10,1%	1,6%	80,7%	0,0%	80,7%	100,0%

Fuente: Planeación de la distribución ESSA 2014.

Anexo J. Características técnicas de reconectador en el mercado actual.

RECIOSERES	SCHNEIDER		FKI SWITCHGEAR		JOSLYN		ABB		OSM	
	SERIE U	PANACEA	POLAR	315R	327R	OVR3	OVR3S	OSM15-12	OSM7-12	
RATINGS										
Rated Maximum Voltage	15.5kV	27kV	15.5kV	15kV	27kV	15.5kV	27kV	15.5kV	27kV	
Rated Continuous Current	630A	630A	630A	630A	630A	630/800	630/800	800	800	
Fault Make Capacity (RMS)	12.5kA	12.5kA	12.5kA	14.4kA	25kV	12.5kA	12.5kA	12.5kA	12.5kA	
Fault Make Capacity (Peak)	31.5kA	31.5kA	16kA	17.1kV	29.3kV	31.5kA	31.5kA	31.5kA	31.5kA	
Power Operating Time (Close/Open)	0.1/0.05s	0.1/0.05s	50 for 60secs	50 or 60	50 or 60	0.030/0.055	0.030/0.055			
Mechanical Operations	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	30000	30000	
Rated full load operations	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	30000	30000	
Short time current	12.5kA	12.5kA	12.5kA	12.5kA		8/10/12.5/16	10/12.5/16			
BREAKING CAPACITY										
Mainly Active (0.7pf)	630A	630A	630A	630A	630A	630A	630A	800	800	
Fault break capacity	12.5kA	12.5kA	12.5kA	12.5 o 16 kA	12.5 o 16 kA	8/10kA	10/12.5kA	10/12.5kA	10/12.5kA	
Cable charging	25A	25A	25A	42A	42A	25A	25A	25	25	
Transformer magnetising	22A	22A	22A	22A		22A	22A			
LIGHTNING IMPULSE WITHSTAND LEVEL										
Phase to Earth	110kV	125kV	110kV	110kV	125kV	110kV	125kV	110kV	150kV	
Across Interrupter	110kV	125kV	125kV	150kV	150kV	125kV	150kV	110kV	150kV	
POWER FREQUENCY WITHSTAND VOLTAGE										
Phase to Earth	50kV	60kV	50kV	50kV	60kV	50kV	60kV	60kV	60kV	
Across Interrupter	50kV	60kV	60kV	60kV	60kV	50kV	60kV	60kV	60kV	
SERVICE CONDITIONS										
Ambient Temperaturea (°C)	-40 to 50	-40 to 50				-40° a +70° C	-40° a +70° C	-40° a +55° C	-40° a +55° C	
Ambient Temperaturea (°F)	-40 to 122	-40 to 122								
Radiation (Max)	1.1kW/m2	1.1kW/m2								
Humidity	0 to 100%	0 to 100%						0 to 100%	0 to 100%	
Altitude meters (Max)lb	3000	3000						3000	3000	
Altitude feet (Max)lb	9840	9840								
NET WEIGHTS										
Circuit breaker with pole mount bracket (kg/lb)	146 / 322	146 / 322	145	330/150	340/154					
Control cubicle with control cable (kg /lbs)	41 / 90	41 / 90								
Gross weight of crate (kg / lbs)	263 / 580	263 / 580						105		
External VT (kg / lbs)	60 / 132	60 / 132								
CRATE DIMENSIONS										
Width (mm /in)	960 / 37.8	960 / 37.8								
Depth (mm /in)	1020 / 40.2	1020 / 40.2								
Height (mm /in)	1160 / 45.7	1160 / 45.7								
CT Ratio			1000:1	1000:1	1000:1					
PRECIO	\$ 42.900.000	\$ 66.800.000	\$ 38.500.000	\$ 45.000.500	\$ 44.200.000	\$ 39.500.000	\$ 44.500.000	\$ 43.000.000	\$ 49.000.000	

Anexo K. Tecnologías de comunicación inalámbrica.

Wireless Technologies	
Technology	Description
Paging networks	<ul style="list-style-type: none"> Radio systems that deliver short messages to small remote mobile terminals One-way messaging is cost effective, but two-way is generally cost prohibitive Some paging standards exist, but many systems remain proprietary
Spread spectrum radio systems	<ul style="list-style-type: none"> Used in point-to-multipoint radio systems Can operate unlicensed in 902-928 MHz band but must continually hop over a range of frequencies Line of sight is needed for optimal coverage Often used as last-mile connection to a main communications system
WiFi	<ul style="list-style-type: none"> Utilizes IEEE 802.11b and IEEE 802.11g Data transfer rates range from 5 – 10 Mbps for 802.11b and up to 54 Mbps for 802.11g Effective for in-office or in-home use Range is only about 100 meters
WiMax	<ul style="list-style-type: none"> Utilizes IEEE 802.16 Provides longer distance communications (10 – 30 miles) with data transfer rates of 75 Mbps May be used as the spine of a transmission and distribution communications system that will support WiFi applications for SA or DA Can communicate out-of-sight using IEEE 802.16e and can communicate with moving vehicles Communicates point-to-point with different vendors
Next-generation cellular (3G)	<ul style="list-style-type: none"> Can be applied as a low-cost solution for SA to control and monitor substation performance when small bursts of information are needed May not meet the quality needs of online substation control and monitoring Expected to be cost effective and quickly implemented Coverage may not be 100% (some dead zones)
Time division multiple access (TDMA) Wireless	<ul style="list-style-type: none"> Digital cellular communication technology that allocates unique time slots to each user in each channel Utilizes IS-136 standard Two major (competing) systems split the cellular market: TDMA and CDMA (see below); third-generation wireless networks will use CDMA
Code division multiple access (CDMA) wireless	<ul style="list-style-type: none"> Has become the technology of choice for the future generation of wireless systems because network capacity does not directly limit the number of active radios; this is a significant economic advantage over TDMA Has been widely deployed in the United States Utilizes the IS-95 standard which is being supplanted by IS-2000 for 3G cellular systems
Very small aperture terminal (VSAT) satellite	<ul style="list-style-type: none"> Provides new solutions for remote monitoring and control of transmission and distribution substations Can provide extensive coverage Can be tailored to support substation monitoring and provide GPS-based location and synchronization of time (important for successful use of phasor measurement units) Quickly implemented High cost, except for remote locations Functionality effected by severe weather
Internet2	<ul style="list-style-type: none"> Next-generation high-speed internet backbone More than 200 universities are working to develop and deploy advanced network applications
Power-line carrier	<ul style="list-style-type: none"> Supports advanced metering infrastructure (AMI) deployments and grid control functions, such as load shedding Communicates over electric power lines Provides low-cost, reliable, low- to medium-speed, two-way communications between utility and consumer

Fuente: Modern Grid Systems View: Appendix B1 v2.0 Integrated Communications.

Anexo L. 28_507 SUR ESSA

(Ver documento adjunto)

Anexo M. Carga de Circuito 28507 y Suplencias

(Ver documento adjunto)

Anexo N. Flujo Carga 28 507 marzo 25 2015

(Ver documento adjunto)