

**METODOLOGÍA PARA LA IDENTIFICACIÓN DE LOS USUARIOS QUE POR
SUS CARACTERÍSTICAS SON POTENCIALMENTE RESPONSABLES DE
PERTURBACIONES DE LA CALIDAD DE LA POTENCIA EN LOS SISTEMAS
DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA ELECTRICADORA DE SANTANDER S.A.
E.S.P.**

**EDINSON FABIAN CABEZAS JAIMES
JAVIER ALFONSO CABRERA SARMIENTO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA
BUCARAMANGA
2016**

**METODOLOGÍA PARA LA IDENTIFICACIÓN DE LOS USUARIOS QUE POR
SUS CARACTERÍSTICAS SON POTENCIALMENTE RESPONSABLES DE
PERTURBACIONES DE LA CALIDAD DE LA POTENCIA EN LOS SISTEMAS
DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A.
E.S.P.**

**EDINSON FABIAN CABEZAS JAIMES
JAVIER ALFONSO CABRERA SARMIENTO**

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

Director:

M. Sc. Jairo Blanco Solano

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA
BUCARAMANGA
2016**

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	13
1. GENERALIDADES	17
1.1 ANTECEDENTES	17
1.2 CONCEPTUALIZACIÓN	19
1.2.1 Calidad de la potencia eléctrica (CPE)	19
1.2.2 Niveles de tensión.....	19
1.2.3 Punto de acoplamiento común (PCC).....	20
1.2.4 Desbalance de tensión (V2/V1)	21
1.2.5 Perceptibilidad de corta duración (PST)	21
1.2.6 Distorsión armónica total de tensión (THDv).....	21
1.2.7 Distorsión armónica total de corriente (THDi)	22
1.2.8 Distorsión total de demanda (TDD).....	22
1.2.9 Severidad del parpadeo de corta duración (Pst).....	22
1.2.10 Límites del desbalance de tensión (V2/V1).....	23
1.2.11 Límite de la distorsión armónica total de tensión (THDv).....	23
1.2.12 Límite de la distorsión total de demanda (TDD).....	23
2. PROPUESTA METODOLÓGICA.....	25
2.1 IDENTIFICACIÓN DE LAS SUBESTACIONES CON DEFICIENCIAS EN LA CALIDAD DE LA POTENCIA ELÉCTRICA (CPE)	25
2.1.1 Clasificación de las subestaciones eléctricas de acuerdo a su conexión al SIN.....	25
2.1.1.1 Subestaciones con activos de conexión al STN.	25
2.1.1.2 Subestaciones con activos de conexión al STR.	26
2.1.1.3 Subestaciones con activos de conexión al SDL.....	26

2.1.2 Comparación de los parámetros de calidad de potencia obtenidos con los establecidos en la recomendación IEEE 519 de 2014 y el proyecto de resolución CREG 065 de 2012.....	26
2.2 CRITERIOS PARA LA CARACTERIZACIÓN DE USUARIOS SUSCEPTIBLES DE INTRODUCIR PERTURBACIONES DE CALIDAD DE POTENCIA LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.....	33
2.2.1 Clasificación de los usuarios del servicio de energía eléctrica.....	33
2.2.1.1 Servicio residencial.	33
2.2.1.2 Servicio no residencial.	33
2.2.2 Identificación de los potenciales usuarios capaces de generar perturbaciones en el sistema de energía eléctrica.	33
2.2.2.1 Alumbrado público.	34
2.2.2.2 Usuario comercial.	34
2.2.2.3 Usuario industrial.	34
2.2.2.4 Usuario oficial.	35
2.2.2.5 Usuario residencial.....	35
2.2.3 Caracterización de los usuarios del servicio de energía eléctrica susceptibles de introducir perturbaciones al sistema de energía eléctrica.	38
2.3 METODOLOGÍA PARA LA CARACTERIZACIÓN DE LOS USUARIOS SUSCEPTIBLES DE GENERAR PERTURBACIONES DE CALIDAD DE POTENCIA.....	39
2.3.1 Etapa inicial.....	39
2.3.2 Etapa media.....	39
2.3.3 Etapa final.....	40
3. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA	42
3.1 COMPARACIÓN DE LOS INDICADORES DE CALIDAD DE POTENCIA MEDIDOS RESPECTO A LOS LÍMITES PERMITIDOS	43

3.2 PARTICIPACIÓN Y DETERMINACIÓN DE LOS USUARIOS EN LA DEMANDA MENSUAL DE ENERGÍA Y USUARIOS SUSCEPTIBLES DE INTRODUCIR PERTURBACIONES DE CPE EN LA SUBESTACIÓN 3649

4. CONCLUSIONES53

REFERENCIAS55

BIBLIOGRAFIA.....57

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Cronología de la Reglamentación de Calidad de Potencia Eléctrica en Colombia.....	17
Tabla 2. Categorías y características típicas de los fenómenos electromagnéticos del sistema de potencia [5].	20
Tabla 3. Límites para el Pst	22
Tabla 4. Límites para el V2/V1	23
Tabla 5. Límites para la distorsión armónica de tensión	23
Tabla 6. Límites de distorsión armónica individual y TDD para los niveles de tensión 1, 2 y 3.....	24
Tabla 7. Límites de distorsión armónica individual y TDD para el nivel de tensión 4.....	24
Tabla 8. Límites de distorsión armónica individual y TDD para el STN	24
Tabla 9. Clasificación de la subestaciones de acuerdo a sus activos de conexión.	26
Tabla 10. Resumen del cumplimiento de los indicadores de CPE – Nivel STN....	27
Tabla 11. Resumen del cumplimiento de los indicadores de CPE – Nivel 4.....	28
Tabla 12. Resumen del cumplimiento de los indicadores de CPE – Nivel 3.....	30
Tabla 13. Resumen del cumplimiento de los indicadores de CPE – Nivel 2.....	31
Tabla 14. Parámetros de comportamiento de carga.	43
Tabla 15. Porcentaje de participación de la demanda de energía por modalidad de servicio.....	50
Tabla 16. Usuarios de media susceptibilidad de introducir perturbaciones de CPE en la subestación 36	51
Tabla 17. Usuarios de alta susceptibilidad de introducir perturbaciones de CPE en la subestación 36	51

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. (a) Distorsión de onda de tensión por la circulación de corriente armónica por la impedancia. (b) Forma de onda de la fuente vs PCC. (c) Distorsión de la onda de tensión a través del sistema de suministro de energía eléctrica. [Adaptada de 12].	36
Figura 2. Diagrama de flujo de la metodología de caracterización.....	41
Figura 3. Diagrama unifilar de la Subestación 36 de la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.....	42
Figura 4. Perceptibilidad de corta duración Pst, de la Subestación 36 – 13,8 kV	43
Figura 5. Desbalance de tensión V2/V1 de la Subestación 36 – 13,8 kV	44
Figura 6. Distorsión armónica individual de tensión de la Subestación 36 – 13,8 kV.....	45
Figura 7. Componente de la quinta armónica de tensión por fase de la Subestación 36 – 13,8 kV	46
Figura 8. Distorsión armónica total de tensión de la Subestación 36 – 13,8 kV...	46
Figura 9. Distorsión armónica individual de corriente ($3 \leq h < 11$) de la Subestación 36 – 13,8 kV.....	47
Figura 10. Distorsión armónica individual de corriente ($11 \leq h < 17$) de la Subestación 36 – 13,8 kV	48
Figura 11. Distorsión total de demanda de la Subestación 36 – 13,8 kV	48
Figura 12. Diagrama Pareto de la participación de la demanda de energía de los usuarios de la Subestación 36	50

RESUMEN

TÍTULO: METODOLOGÍA PARA LA IDENTIFICACIÓN DE LOS USUARIOS QUE POR SUS CARACTERÍSTICAS SON POTENCIALMENTE RESPONSABLES DE PERTURBACIONES DE LA CALIDAD DE LA POTENCIA EN LOS SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P

AUTORES: EDINSON FABIAN CABEZAS JAIMES
JAVIER ALFONSO CABRERA SARMIENTO

PALABRAS CLAVE: Calidad de la Potencia Eléctrica, flicker, onda de tensión, perturbaciones de calidad de la potencia.

DESCRIPCIÓN:

En la actualidad, la calidad de la potencia eléctrica es el resultado de una atención continua. En años recientes esta atención ha sido de mayor importancia debido al incremento del número de cargas sensibles en los sistemas de distribución, las cuales por sí solas, resultan ser una causa de la degradación en la calidad de la potencia eléctrica. La calidad de la potencia eléctrica se refiere a la degradación de los parámetros de la onda de tensión de suministro en el punto de medida, y es este factor el que se profundizará en esta monografía.

Este documento tiene como objetivo general proponer una metodología para la identificación de los usuarios que por sus características son susceptibles de introducir perturbaciones de la calidad de la potencia en los sistemas de energía eléctrica de la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. Durante el desarrollo del trabajo se presenta el análisis teórico teniendo en cuenta el ámbito regulatorio que en Colombia se tiene para ello.

La metodología propuesta en este documento para la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P., es una manera sencilla para la detección de usuarios que pueden generar deficiencias de calidad de potencia eléctrica en los sistemas de distribución de la empresa y de la misma manera pueden servir para determinar los puntos de medición exigidos en la normatividad colombiana. Esto posteriormente contribuirá al establecimiento de estrategias para corregir y mitigar las deficiencias en la calidad de la potencia eléctrica en común acuerdo con los grupos de interés, garantizando el funcionamiento eficiente del sistema eléctrico y de los equipos.

* Monografía

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Especialización en Sistema de Distribución de Energía Eléctrica.
Director: M. Sc. Jairo Blanco Solano.

ABSTRACT

TÍTULO: METHODOLOGY FOR IDENTIFY THE CUSTOMERS THAT ARE RESPONSIBLE OF THE POWER QUALITY DISTURBANCES, DUE TO THEIR CHARACTERISTICS, IN ELECTRIC POWER SYSTEMS OF THE ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.

AUTHOR: EDINSON FABIAN CABEZAS JAIMES
JAVIER ALFONSO CABRERA SARMIENTO

KEYWORDS: Power quality, flicker, voltage waveform, power quality disturbance.

DESCRIPCIÓN:

At present, the quality of electric power is a result of continuous attention; In recent years the power quality has been of major importance due to the increased of sensitive loads in distribution systems, which in themselves happen to be a cause of degradation in power quality. Power quality refers to the degradation of the parameters of the supply voltage and current waveforms at the point of measurement, and this is the issue to develop in this work.

The main aim of this work is to propose a methodology for identification of the users that are responsible of the power quality disturbances in the electrical power systems Electrificadora Santander S.A E.S.P. The regulatory environment in Colombia is taking into account to development this work.

The methodology proposed in this document for the Electricificadora de Santander SA ESP is a simplified method to detect users that can generate power quality disturbances in electrical power distribution systems. In the same way, this method can be used to determine the measurement points required by Colombian regulatory framework. This further contribute to the establishment of strategies to mitigate and correct deficiencies in the Power quality in consultation with stakeholders, ensuring efficient operation of the electrical system and equipment.

* Monograph

** Faculty of Physical-Mechanical Engineerings. School of Electrical Engineering, Electronic and Telecommunication. Specialization in Distribution Systems.

Director: M. Sc. Jairo Blanco Solano.

INTRODUCCIÓN

La normativa y legislación colombiana, relativa a la calidad del suministro eléctrico especifica cuantitativamente la calidad mínima reglamentaria que los operadores de red deben suministrar a sus clientes en relación a la continuidad del servicio. Adicionalmente, la calidad del producto eléctrico trata de las características de la onda de tensión en términos de estadísticas descriptivas y de probabilidad.

Las características de las señales de tensión en la etapa de generación son las más parecidas a la de una sinusoidal perfecta, pero estas ondas se distorsionan y sufren perturbaciones durante los procesos de transmisión, distribución y uso final.

La energía eléctrica suministrada por los operadores de red (OR) en Colombia cada día requiere de una mejor calidad de suministro. Esta necesidad es demandada por las características de los diferentes tipos de carga, que con la migración a la construcción y al funcionamiento electrónico de los dispositivos utilizados en cada actividad del ser humano, hacen que estos sean más sensibles a las perturbaciones que se presentan en los diferentes niveles de tensión de los sistemas de suministro de energía eléctrica, y al mismo tiempo por la existencia de equipos eléctricos y electrónicos con características no lineales y/o variantes en el tiempo, los cuales distorsionan las señales de corriente y pueden generar perturbaciones que afectan a otros equipos.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG, en cumplimiento de sus funciones puso a consideración el proyecto de resolución CREG 065 del 25 de junio de 2012, que tiene como objeto reglamentar la CPE en todo el Sistema de Transmisión Nacional STN, incluyendo todos los niveles de tensión de suministro normalizados. Lo anterior exige a todos los involucrados en el suministro y consumo de energía eléctrica que propongan soluciones a las deficiencias

encontradas en el sistema a través de la monitorización continua de los parámetros de la CPE, siendo el OR quien deba proponer soluciones integrales para solucionar todas las anomalías detectadas en su sistema de energía eléctrica.

Un aspecto a destacar en este proyecto de resolución, es que los OR deben desarrollar una metodología que garantice la adecuada identificación de los usuarios a quienes se les debe realizar la medición de los parámetros de la CPE en los puntos de conexión al sistema de abastecimiento de energía eléctrica. Algunos de los criterios que el OR debe tener en cuenta para ello son las características y la criticidad de los procesos que desarrolla cada uno de estos usuarios.

En base a lo descrito previamente, se hace necesario desarrollar una metodología por parte de los OR que permita la identificación de los usuarios que por sus características son susceptibles de introducir perturbaciones al sistema de energía eléctrica, siendo este el objetivo general de esta monografía. Además otro elemento importante es la preparación para un futuro próximo en el cual los OR deben establecer un plan de medición y mitigación de las desviaciones de las características de la onda de tensión de suministro de energía eléctrica, partiendo de la individualización de las subestaciones con deficiencias en la CPE hasta la identificación de los posibles usuarios responsables de dichas perturbaciones.

El desarrollo de la metodología contribuirá a los siguientes beneficios:

- Identificación de los usuarios a los cuales se les realizará la monitorización de los parámetros de CPE en el punto de conexión.
- Insumo importante para la búsqueda de soluciones al momento de detectar problemas de CPE en el sistema producidas por usuarios.
- Disminución de inconvenientes debidos a altas temperaturas en transformadores, bancos de condensadores y conductores por la atenuación de

las distorsiones de las señales de tensión y corriente que se reflejan en el modelado matemático del sistema como componentes armónicas.

- Reducción de las pérdidas técnicas de energía por parte del OR al darle solución a las deficiencias encontradas.
- Disminución de las reclamaciones de usuarios afectados por las deficiencias de la CPE y por consiguiente menores gastos por indemnizaciones a clientes afectados.
- Permanencia en el tiempo promedio de vida útil de los equipos de conexión al sistema de energía eléctrica.
- Menor incertidumbre en las mediciones de energía y en consecuencia balances de energía más adecuados.
- Cumplimiento regulatorio en el momento de entrada en vigencia de la reglamentación correspondiente.
- Ahorro de energía por aprovechamiento óptimo de este recurso, evidenciado en la preservación del medio ambiente.
- Menores paradas de producción y funcionamiento correcto de los equipos sensibles a las perturbaciones en la CPE.
- Mejor calidad de suministro de la onda de tensión con la solución de los problemas encontrados en el sistema de energía eléctrica del OR, los puntos de conexión de usuarios y/o otros OR.

El presente documento está compuesto de tres capítulos, que abarcan lo referente a la propuesta metodológica para la identificación de los usuarios que por sus características son susceptibles de introducir perturbaciones al sistema de energía de la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. El Capítulo 1 describe los aspectos teóricos fundamentales y la normatividad aplicable para la calidad de la potencia eléctrica. El Capítulo 2 presenta la propuesta metodológica que se plantea para la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. y en el Capítulo 3 se realiza la aplicación de dicha metodología para un circuito en nivel de tensión dos de una subestación

de la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P., y por último se presentan las conclusiones finales del trabajo.

1. GENERALIDADES

A continuación se describe de forma general la normatividad y reglamentación relacionada con el tema de la calidad de la potencia eléctrica en Colombia a través del tiempo y que fundamenta el desarrollo de esta monografía. A su vez se contextualizan algunos conceptos sobre el tema para el desarrollo del trabajo.

1.1 ANTECEDENTES

En la Tabla 1 se describen los aspectos más relevantes de la reglamentación colombiana correspondiente al establecimiento de los estándares de la calidad de la potencia eléctrica CPE, tomando como punto inicial el año 1994 cuando se emiten las Leyes 142 y 143, Ley de Servicios Públicos Domiciliarios y Ley Eléctrica, respectivamente.

Tabla 1. Cronología de la Reglamentación de Calidad de Potencia Eléctrica en Colombia.

NORMATIVA	CONCEPCION
LEY 142 DE 1994 (Ley de los servicios públicos domiciliarios)	Se designa al Estado la intervención en la prestación de los servicios públicos domiciliarios para garantizar que se presten estos en condiciones de calidad y continuidad. Así mismo da la facultad la comisión para establecer las normas de calidad que deben cumplir las empresas en la prestación del servicio de energía [9].
LEY 143 DE 1994 (Ley eléctrica)	Establece el sistema para la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica en todo el territorio nacional, con el objetivo de asegurar una adecuada prestación del servicio mediante el aprovechamiento eficiente de los recursos energéticos, en beneficio del usuario en términos de calidad, oportunidad y costo del servicio. También define las funciones generales para la CREG, específicamente en el Art. 23, literal n) dice que la CREG debe definir y hacer operativos los criterios técnicos de la calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía [11].
RESOLUCIÓN CREG 025 DE 1995 (Código de redes)	Determina en la sección “Código de planeamiento de la expansión del sistema de transmisión nacional” que la tensión en las barras a niveles superiores a 220 kV no debe ser inferior al 90% ni superior al 110% del valor nominal. Por otra parte, establece que las formas de onda de tensión y corriente, con respecto al contenido de armónicos y desbalance de fases, deben cumplir los requisitos establecidos por la Norma Técnica

	Colombiana NTC respectiva o la norma ANSI/IEEE correspondiente [10].
RESOLUCIÓN CREG 070 DE 1998	Establece los estándares del servicio suministrado por los diferentes operadores y define los siguientes indicadores: frecuencia, tensión, contenido de armónicos de las ondas de tensión y corriente, <i>flicker</i> , factor de potencia, transitorios electromagnéticos rápidos y fluctuaciones de tensión. Además estableció que el responsable de la deficiencia en la calidad de la potencia tendría un plazo máximo de treinta (30) días hábiles para corregir estos problemas [11].
RESOLUCIÓN CREG 096 DE 2000	Recomienda tanto al operador como al usuario el uso de la recomendación IEEE 519 de 1992 en el análisis de armónicos y <i>flicker</i> . A su vez, establece un procedimiento de desconexión de cargas o usuarios que generan perturbaciones electromagnéticas en el sistema; de esta manera el operador ya no es quien define el plazo para la solución del problema sino que se hace de manera conjunta concediendo al operador un plazo de treinta (30) días hábiles para solucionar las deficiencias de calidad de potencia [11].
RESOLUCIÓN CREG 024 DE 2005	Modifica las normas de la CPE aplicables a los servicios de distribución de energía eléctrica. Establece la instalación de equipos con capacidad de medir parámetros de CPE como la Distorsión Armónica Total de Tensión THDV, el desbalance de tensión V2/V1, hundimientos y picos, continuidad del servicio, la desviación estacionaria del valor eficaz de la tensión y la perceptibilidad de tiempo corto Pst. Lo anterior se debe realizar en el 100% de las barras de las subestaciones de los OR en los niveles de tensión inferiores a 115 kV y el 5% de los alimentadores en el nivel de tensión de 13,2 kV. Además estipula los requisitos de almacenamiento de los indicadores propuestos y presenta los formatos para el registro de datos en las tablas de Perceptibilidad de Tiempo Corto CEL y Eventos de Tensión ET [3].
RESOLUCIÓN CREG 016 DE 2007	Es la resolución que junto a la CREG 024 de 2005 regulan actualmente la calidad de potencia en Colombia. Esta establece que la medición deber ser clase A para los indicadores de calidad, fija la instalación del sistema de medición y registro en el 100% de las barras y circuitos de las subestaciones del nivel de tensión inferior e igual a 115 kV. Por otra parte, establece un procedimiento más estructurado para definir responsabilidades en la introducción de perturbaciones en el sistema de energía eléctrica, menciona que cuando se identifica el usuario causante del problema, este tiene un plazo de ocho (8) días hábiles para ponerse de acuerdo con el OR en la forma como será corregido [4].
RESOLUCIÓN CREG 011 DE 2009	Determina en el artículo 14 "Responsabilidad de la calidad de la potencia en el STN" que los transmisores y los usuarios conectados al STN serán los responsables de mantener la calidad de la forma de onda y el balance de las tensiones de fase dentro de las límites permisibles. Además, el transmisor debe garantizar que las deficiencias en la CPE que se presenten en el sistema que opera, durante el plazo previsto para su corrección, no generen riesgos para la seguridad de las personas, la vida animal y vegetal o la preservación del medio ambiente. Por otra parte, para efectos de determinar la fuente de distorsiones o fluctuaciones, el Centro Nacional de Despacho CND, podrá solicitar al transmisor y este al usuario la instalación de los equipos necesarios en la red o en los puntos de conexión con el objeto de determinar la CPE suministrada [8].
PROYECTO DE RESOLUCIÓN CREG 065 DE 2012	Pretende establecer las normas de CPE aplicables en el Sistema Interconectado Nacional SIN. El hito trascendente comparado con la regulación actual, es que establece los valores de referencia de los

	<p>indicadores a cumplir por parte de los OR y usuarios de acuerdo al nivel de tensión de suministro. Concede al OR las pautas mínimas a tener en cuenta para la realización de la medición de los parámetros de calidad de la potencia en el punto de conexión de los usuarios.</p> <p>Por otra parte, incluye las mediciones de corriente que en la regulación actual no se contempla. Además, cuando sea aprobado este proyecto de resolución, se convertiría en una base para la evaluación en cuanto a CPE de los sistemas de suministro de energía eléctrica distribuidos [2].</p>
--	--

En Colombia, actualmente la regulación estableció un esquema de compensación por deficiencias en la calidad del servicio, de esta manera ha optado por tomar para su aplicación en el territorio nacional algunas prácticas desarrolladas en otros países. No obstante, la CREG buscará en un futuro próximo establecer un esquema de compensaciones por deficiencias en la CPE como lo han hecho otros países y que se aplicará a todos los agentes involucrados: generadores, transmisores, distribuidores, comercializadores y usuarios finales de la energía eléctrica.

1.2 CONCEPTUALIZACIÓN

Para el desarrollo de esta monografía, a continuación se describen algunos de los conceptos y valores de referencia a tener en cuenta para la evaluación de los parámetros de la CPE.

1.2.1 Calidad de la potencia eléctrica (CPE)

Características de la electricidad en un punto dado de un sistema eléctrico, evaluado contra un conjunto de parámetros técnicos de referencia [6].

1.2.2 Niveles de tensión

Los sistemas de transmisión regional y/o distribución local se clasifican por niveles, en función de la tensión nominal de operación, según la siguiente definición [7]:

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

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

2.4 Temporal 2.4.1 Interrupción 2.4.2 Sag 2.4.3 Swell		> 3 s – 1 min > 3 s – 1 min > 3 s – 1 min	< 0,1 pu 0,1 - 0,9 pu 1,1 – 1,2 pu
3.0 Variaciones de larga duración (RMS) 3.1 Interrupción sostenida 3.2 Subtensiones 3.3 Sobretensiones 3.4 Corriente de sobrecarga		> 1 min > 1 min > 1 min > 1 min	0,0 pu 0,8 - 0,9 pu 1,1 – 1,2 pu
4.0 Desbalance		Estado estacionario	0,5-2%
4.1 Tensión 4.2 Corriente			1,0 – 30%
5.0 Distorsión de forma de onda		Estado estacionario	0 – 0,1%
5.1 DC offset	0 – 9 kHz		0 – 20%
5.2 Armónicos	0 – 9 kHz		0 – 2%
5.3 Inter-armónicos			
5.4 Muecas			
5.5 Ruido	Banda Ancha		0 – 1%
6.0 Fluctuaciones de tensión	< 25 Hz	Intermitente	0,1 – 7% 0,2 – 2 Pst
7.0 Variaciones de frecuencia		< 10 s	± 0,10 Hz

1.2.4 Desbalance de tensión (V2/V1)

Condición en un sistema polifásico en la cual los valores eficaces de las tensiones de línea (componente fundamental) y/o los ángulos de fase entre tensiones de línea consecutivas, no son todos iguales [2].

1.2.5 Perceptibilidad de corta duración (PST)

Es un indicador de la perceptibilidad de un equipo o sistema, ante fluctuaciones de tensión. Permite medir la impresión de inestabilidad de la sensación visual causada por un estímulo luminoso, cuya luminosidad o distribución espectral fluctúa en el tiempo [3].

1.2.6 Distorsión armónica total de tensión (THDv)

Es un indicador del contenido de las componentes armónicas en la onda de tensión distorsionada, respecto de la onda sinusoidal estándar, expresada en porcentaje [3].

1.2.7 Distorsión armónica total de corriente (THDi)

Es un indicador del contenido de las componentes armónicas en la onda de corriente distorsionada con respecto de la onda sinusoidal estándar, expresada en porcentaje [2].

1.2.8 Distorsión total de demanda (TDD)

Es un indicador que refleja la importancia de las distorsiones armónicas de corriente respecto a la carga máxima del sistema medido y se debe calcular con base en el indicador THDI de la siguiente manera [2]:

$$TDD = THDi * \left(\frac{I_1}{I_L}\right) \quad \text{Ecuación. 1.1}$$

Dónde:

I_1 : Magnitud del valor eficaz de la corriente fundamental.

I_L : Valor eficaz de la corriente de carga de demanda máxima en el punto de conexión.

1.2.9 Severidad del parpadeo de corta duración (Pst)

El percentil 95 de las mediciones de Pst realizadas en cualquier punto del SIN, durante una semana, con un periodo de agregación de 10 minutos, debe ser menor o igual a los valores establecidos en la Tabla 3 [2].

Tabla 3. Límites para el Pst

Nivel de Tensión	Pst
1	1,0
2	1,0
3	0,9
4	0,9
STN	0,8

1.2.10 Límites del desbalance de tensión (V2/V1)

El percentil 95 de las mediciones de la relación V2/V1 realizadas en cualquier punto del SIN, durante una semana, con un periodo de segregación de 10 minutos, debe ser menor o igual a los valores establecidos en la Tabla 4 [2].

Tabla 4. Límites para el V2/V1

Nivel de Tensión	V2/V1
1	2,0 %
2	2,0 %
3	2,0 %
4	1,5 %
STN	1,5 %

1.2.11 Límite de la distorsión armónica total de tensión (THDv)

El percentil 95 de las mediciones de la distorsión armónica total de tensión, THDv, y de la distorsión armónica individual realizadas en cualquier punto del SIN, durante una semana, con un periodo de agregación de 10 minutos, debe ser menor o igual a los valores establecidos en la Tabla 5 [1].

Tabla 5. Límites para la distorsión armónica de tensión

Nivel de Tensión	Distorsión Armónica Total THDV	Armónico individual
1	8,0 %	5,0 %
2	5,0 %	3,0 %
3	5,0 %	3,0 %
4	2,5 %	1,5 %
STN	1,5 %	1,0 %

1.2.12 Límite de la distorsión total de demanda (TDD)

El percentil 95 de los valores de la distorsión total de demanda, TDD, y de la distorsión armónica individual en el punto de conexión de usuarios, durante una semana, debe ser menor o igual a los valores establecidos en las tablas 6, 7 y 8 [1].

Tabla 6. Límites de distorsión armónica individual y TDD para los niveles de tensión 1, 2 y 3

Distorsión armónica individual						
ISC/IL	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	TDD
< 20	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	5,0 %
20 < 50	7,0	3,5	2,5	1,0	0,5	8,0 %
50 < 100	10,0	4,5	4,0	1,5	0,7	12,0 %
100 < 1000	12,0	5,5	5,0	2,0	1,0	15,0 %
> 1000	15,0	7,0	6,0	2,5	1,4	20,0 %

Tabla 7. Límites de distorsión armónica individual y TDD para el nivel de tensión 4

Distorsión armónica individual						
ISC/IL	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	TDD
< 20	2,0	1,0	0,75	0,3	0,15	2,5 %
20 < 50	3,5	1,75	1,25	0,5	0,25	4,0 %
50 < 100	5,0	2,25	2,0	0,75	0,35	6,0 %
100 < 1000	6,0	2,75	2,5	1,0	0,5	7,5 %
> 1000	7,5	3,5	3,0	1,25	0,7	10,0 %

Tabla 8. Límites de distorsión armónica individual y TDD para el STN

Distorsión armónica individual						
ISC/IL	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	TDD
< 25c	1,0	0,5	0,38	0,15	0,1	1,5 %
25 < 50	2,0	1,0	0,75	0,3	0,15	2,5 %
≥ 50	3,0	1,5	1,15	0,45	0,22	3,75 %

Dónde:

I_{sc} : Es la máxima corriente de corto circuito trifásica presente en el punto de conexión. En el caso de conexiones monofásicas se debe utilizar la corriente de cortocircuito monofásica.

I_L : Corresponde a la corriente de carga de demanda máxima en el punto de conexión.

2. PROPUESTA METODOLÓGICA

A continuación se describen las secciones propuestas como contextualización en el desarrollo de esta monografía.

2.1 IDENTIFICACIÓN DE LAS SUBESTACIONES CON DEFICIENCIAS EN LA CALIDAD DE LA POTENCIA ELÉCTRICA (CPE)

La identificación de las subestaciones eléctricas con deficiencias en la calidad de la potencia eléctrica en los sistemas eléctricos de la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. permite obtener un horizonte del estado actual con el cual se suministra el servicio de energía eléctrica. Para ello se establece una clasificación de estas subestaciones con el objeto de analizar el impacto que varía de acuerdo a su importancia dentro del sistema de energía y se realiza la comparación de los indicadores establecidos en la recomendación IEEE 519 de 2014 y el proyecto de resolución CREG 065 de 2012.

2.1.1 Clasificación de las subestaciones eléctricas de acuerdo a su conexión al SIN

Las subestaciones eléctricas de la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. se agrupan teniendo en cuenta su nivel de tensión y los activos de conexión al Sistema Interconectado Nacional SIN [7] como se describe a continuación.

2.1.1.1 Subestaciones con activos de conexión al STN. Son aquellas subestaciones que tienen activos eléctricos conectados a un nivel de tensión igual o superior a 220 kV. En este grupo se encuentran aquellas subestaciones conectadas en el nivel de tensión STN. Este grupo de subestaciones para el caso de la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P representan la entrada de energía a su sistema eléctrico y su conexión al STN.

2.1.1.2 Subestaciones con activos de conexión al STR. Son aquellas subestaciones que tienen activos eléctricos conectados a un nivel de tensión inferior a 220 kV. En este grupo se encuentran aquellas subestaciones conectadas en el nivel de tensión 4. Este grupo de subestaciones corresponden a la subtransmisión regional, a su vez representan la entrada de energía para algunos municipios del departamento de Santander.

2.1.1.3 Subestaciones con activos de conexión al SDL. Son aquellas subestaciones que tienen activos eléctricos conectados a los niveles de tensión 3 y 2. En este grupo se encuentran las subestaciones que distribuyen la energía eléctrica y son a su vez el punto más cercano a la carga; en gran parte, corresponden al punto de conexión (frontera comercial o PCC).

En la Tabla 9 se muestra la clasificación de las subestaciones eléctricas que tiene la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. de acuerdo a los criterios anteriores.

Tabla 9. Clasificación de la subestaciones de acuerdo a sus activos de conexión.

Nivel de tensión de Conexión	Subestaciones
Conexión al STN	4
Conexión al STR	14
Conexión al SDL - Nivel 3	72
Conexión al SDL - Nivel 2	69

2.1.2 Comparación de los parámetros de calidad de potencia obtenidos con los establecidos en la recomendación IEEE 519 de 2014 y el proyecto de resolución CREG 065 de 2012

El porcentaje de cumplimiento de los indicadores de la calidad de la potencia eléctrica en las subestaciones de la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P se resume en las tablas 10 a 13, de acuerdo a lo establecido en la recomendación IEEE 519 de 2014 y el proyecto de resolución CREG 065 de 2012, en lo que respecta a los indicadores de tensión. Para ello se tomaron las medidas durante el

mes de septiembre de 2015, correspondiente a 4 semanas de estudio, en todas las subestaciones que cuentan con medición de CPE.

Tabla 10. Resumen del cumplimiento de los indicadores de CPE – Nivel STN.

Indicador	Descripción del indicador	Semana 1	Semana 2	Semana 3	Semana 4
Pst_R	Perceptibilidad de corta duración fase R	100%	100%	100%	100%
Pst_S	Perceptibilidad de corta duración fase S	100%	100%	100%	100%
Pst_T	Perceptibilidad de corta duración fase T	100%	100%	100%	100%
V2/V1	Desbalance de tensión	100%	100%	100%	100%
VR_H3	Componente del tercer armónico de tensión fase R	100%	100%	100%	100%
VR_H5	Componente del quinto armónico de tensión fase R	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
VR_H7	Componente del séptimo armónico de tensión fase R	100%	100%	100%	100%
VR_H9	Componente del noveno armónico de tensión fase R	100%	100%	100%	100%
VR_H11	Componente del undécimo armónico de tensión fase R	100%	100%	100%	100%
VR_H13	Componente del decimotercer armónico de tensión fase R	100%	100%	100%	100%
VR_H15	Componente del decimoquinto armónico de tensión fase R	100%	100%	100%	100%
VS_H3	Componente del tercer armónico de tensión fase S	100%	100%	100%	100%
VS_H5	Componente del quinto armónico de tensión fase S	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
VS_H7	Componente del séptimo armónico de tensión fase S	100%	100%	100%	100%
VS_H9	Componente del noveno armónico de tensión fase S	100%	100%	100%	100%
VS_H11	Componente del undécimo armónico de tensión fase S	100%	100%	100%	100%
VS_H13	Componente del decimotercer armónico de tensión fase S	100%	100%	100%	100%
VS_H15	Componente del decimoquinto armónico de tensión fase S	100%	100%	100%	100%
VT_H3	Componente del tercer armónico de tensión fase T	100%	100%	100%	100%
VT_H5	Componente del quinto armónico de tensión fase T	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
VT_H7	Componente del séptimo armónico de tensión fase T	100%	100%	100%	100%
VT_H9	Componente del noveno armónico	100%	100%	100%	100%

	de tensión fase T				
VT_H11	Componente del undécimo armónico de tensión fase T	100%	100%	100%	100%
VT_H13	Componente del decimotercer armónico de tensión fase T	100%	67%	100%	100%
VT_H15	Componente del decimoquinto armónico de tensión fase T	100%	100%	100%	100%
THDv_R	Distorsión armónica total de tensión fase R	33%	0.00%	0.00%	67%
THDv_S	Distorsión armónica total de tensión fase S	33%	0.00%	0.00%	67%
THDv_T	Distorsión armónica total de tensión fase T	33%	0.00%	0.00%	33%

En la Tabla 10 se observa deficiencias en la distorsión armónica total de tensión; siendo el quinto armónico el principal aportante a esta condición; a su vez, a nivel de armónico individual de tensión, el quinto no cumple lo establecido en la recomendación IEEE 519 de 2014 y el proyecto de resolución CREG 065 de 2012 para el sistema eléctrico de la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. en el nivel de STN.

Tabla 11. Resumen del cumplimiento de los indicadores de CPE – Nivel 4.

Indicador	Descripción del indicador	Semana 1	Semana 2	Semana 3	Semana 4
Pst_R	Perceptibilidad de corta duración fase R	86%	86%	86%	86%
Pst_S	Perceptibilidad de corta duración fase S	86%	86%	86%	86%
Pst_T	Perceptibilidad de corta duración fase T	86%	86%	86%	86%
V2/V1	Desbalance de tensión	100%	100%	100%	100%
VR_H3	Componente del tercer armónico de tensión fase R	100%	100%	100%	100%
VR_H5	Componente del quinto armónico de tensión fase R	0.00%	0.00%	0.00%	14%
VR_H7	Componente del séptimo armónico de tensión fase R	100%	100%	100%	93%
VR_H9	Componente del noveno armónico de tensión fase R	100%	100%	100%	100%
VR_H11	Componente del undécimo armónico de tensión fase R	100%	100%	100%	100%
VR_H13	Componente del decimotercer armónico de tensión fase R	100%	100%	100%	100%
VR_H15	Componente del decimoquinto	100%	100%	100%	100%

	armónico de tensión fase R				
VS_H3	Componente del tercer armónico de tensión fase S	100%	100%	100%	100%
VS_H5	Componente del quinto armónico de tensión fase S	0.00%	0.00%	0.00%	14%
VS_H7	Componente del séptimo armónico de tensión fase S	100%	100%	100%	86%
VS_H9	Componente del noveno armónico de tensión fase S	100%	100%	100%	100%
VS_H11	Componente del undécimo armónico de tensión fase S	100%	100%	100%	100%
VS_H13	Componente del decimotercer armónico de tensión fase S	100%	100%	100%	100%
VS_H15	Componente del decimoquinto armónico de tensión fase S	100%	100%	100%	100%
VT_H3	Componente del tercer armónico de tensión fase T	100%	100%	100%	100%
VT_H5	Componente del quinto armónico de tensión fase T	0.00%	0.00%	0.00%	14%
VT_H7	Componente del séptimo armónico de tensión fase T	100%	100%	100%	100%
VT_H9	Componente del noveno armónico de tensión fase T	100%	100%	100%	100%
VT_H11	Componente del undécimo armónico de tensión fase T	100%	100%	100%	100%
VT_H13	Componente del decimotercer armónico de tensión fase T	100%	100%	100%	100%
VT_H15	Componente del decimoquinto armónico de tensión fase T	100%	100%	100%	100%
THDv_R	Distorsión armónica total de tensión fase R	71%	71%	71%	71%
THDv_S	Distorsión armónica total de tensión fase S	64%	64%	64%	71%
THDv_T	Distorsión armónica total de tensión fase T	71%	71%	71%	71%

En la Tabla 11 se observan deficiencias en la perceptibilidad de corta duración y en la distorsión armónica total de tensión; siendo el quinto armónico el principal aportante al indicador de THDv; a su vez, a nivel de armónico individual de tensión, el quinto no cumple lo establecido en la recomendación IEEE 519 de 2014 y el proyecto de resolución CREG 065 de 2012 para el sistema eléctrico de la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. en el nivel de tensión 4.

Tabla 12. Resumen del cumplimiento de los indicadores de CPE – Nivel 3.

Indicador	Descripción del indicador	Semana 1	Semana 2	Semana 3	Semana 4
Pst_R	Perceptibilidad de corta duración fase R	93%	93%	77%	93%
Pst_S	Perceptibilidad de corta duración fase S	92%	93%	80%	93%
Pst_T	Perceptibilidad de corta duración fase T	92%	93%	75%	92%
V2/V1	Desbalance de tensión	96%	100%	98%	98%
VR_H3	Componente del tercer armónico de tensión fase R	100%	100%	100%	100%
VR_H5	Componente del quinto armónico de tensión fase R	61%	49%	56%	59%
VR_H7	Componente del séptimo armónico de tensión fase R	100%	100%	100%	100%
VR_H9	Componente del noveno armónico de tensión fase R	100%	100%	100%	100%
VR_H11	Componente del undécimo armónico de tensión fase R	100%	100%	100%	100%
VR_H13	Componente del decimotercer armónico de tensión fase R	100%	100%	100%	100%
VR_H15	Componente del decimoquinto armónico de tensión fase R	100%	100%	100%	100%
VS_H3	Componente del tercer armónico de tensión fase S	100%	100%	100%	100%
VS_H5	Componente del quinto armónico de tensión fase S	66%	54%	57%	64%
VS_H7	Componente del séptimo armónico de tensión fase S	100%	100%	100%	100%
VS_H9	Componente del noveno armónico de tensión fase S	100%	100%	100%	100%
VS_H11	Componente del undécimo armónico de tensión fase S	100%	100%	100%	100%
VS_H13	Componente del decimotercer armónico de tensión fase S	100%	100%	100%	100%
VS_H15	Componente del decimoquinto armónico de tensión fase S	100%	100%	100%	100%
VT_H3	Componente del tercer armónico de tensión fase T	100%	100%	100%	100%
VT_H5	Componente del quinto armónico de tensión fase T	62%	54%	57%	61%
VT_H7	Componente del séptimo armónico de tensión fase T	100%	100%	100%	100%
VT_H9	Componente del noveno armónico de tensión fase T	100%	100%	100%	100%
VT_H11	Componente del undécimo armónico de tensión fase T	100%	100%	100%	100%
VT_H13	Componente del decimotercer armónico de tensión fase T	100%	100%	100%	100%

VT_H15	Componente del decimoquinto armónico de tensión fase T	100%	100%	100%	100%
THDv_R	Distorsión armónica total de tensión fase R	93%	84%	89%	90%
THDv_S	Distorsión armónica total de tensión fase S	95%	92%	92%	90%
THDv_T	Distorsión armónica total de tensión fase T	95%	92%	90%	90%

En la Tabla 12 se observa deficiencias en la perceptibilidad de corta duración y en la distorsión armónica total de tensión; siendo el quinto armónico el principal aportante al indicador de THDv; a su vez, a nivel de armónico individual de tensión, el quinto no cumple lo establecido en la recomendación IEEE 519 de 2014 y el proyecto de resolución CREG 065 de 2012 para el sistema eléctrico de la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. en el nivel de tensión 3.

Tabla 13. Resumen del cumplimiento de los indicadores de CPE – Nivel 2.

Indicador	Descripción del indicador	Semana 1	Semana 2	Semana 3	Semana 4
Pst_R	Perceptibilidad de corta duración fase R	93%	93%	81%	91%
Pst_S	Perceptibilidad de corta duración fase S	93%	93%	79%	93%
Pst_T	Perceptibilidad de corta duración fase T	91%	93%	78%	91%
V2/V1	Desbalance de tensión	100%	100%	100%	100%
VR_H3	Componente del tercer armónico de tensión fase R	100%	100%	100%	100%
VR_H5	Componente del quinto armónico de tensión fase R	48%	30%	30%	41%
VR_H7	Componente del séptimo armónico de tensión fase R	98%	98%	100%	100%
VR_H9	Componente del noveno armónico de tensión fase R	100%	100%	100%	100%
VR_H11	Componente del undécimo armónico de tensión fase R	100%	100%	100%	100%
VR_H13	Componente del decimotercer armónico de tensión fase R	100%	100%	100%	100%
VR_H15	Componente del decimoquinto armónico de tensión fase R	100%	100%	100%	100%
VS_H3	Componente del tercer armónico de tensión fase S	100%	100%	100%	100%
VS_H5	Componente del quinto armónico de tensión fase S	55%	36%	35%	44%

VS_H7	Componente del séptimo armónico de tensión fase S	100%	98%	100%	100%
VS_H9	Componente del noveno armónico de tensión fase S	100%	100%	100%	100%
VS_H11	Componente del undécimo armónico de tensión fase S	100%	100%	100%	100%
VS_H13	Componente del decimotercer armónico de tensión fase S	100%	100%	100%	100%
VS_H15	Componente del decimoquinto armónico de tensión fase S	100%	100%	100%	100%
VT_H3	Componente del tercer armónico de tensión fase T	97%	100%	98%	98%
VT_H5	Componente del quinto armónico de tensión fase T	47%	33%	33%	39%
VT_H7	Componente del séptimo armónico de tensión fase T	98%	98%	100%	100%
VT_H9	Componente del noveno armónico de tensión fase T	100%	100%	100%	100%
VT_H11	Componente del undécimo armónico de tensión fase T	100%	100%	100%	100%
VT_H13	Componente del decimotercer armónico de tensión fase T	100%	100%	100%	100%
VT_H15	Componente del decimoquinto armónico de tensión fase T	100%	100%	100%	100%
THDv_R	Distorsión armónica total de tensión fase R	83%	77%	79%	79%
THDv_S	Distorsión armónica total de tensión fase S	85%	80%	82%	82%
THDv_T	Distorsión armónica total de tensión fase T	83%	76%	79%	74%

En la Tabla 13 se observa deficiencias en la perceptibilidad de corta duración y en la distorsión armónica total de tensión; siendo el quinto armónico el principal aportante al indicador de THDv; a su vez, a nivel de armónico individual de tensión, el quinto no cumple lo establecido en la recomendación IEEE 519 de 2014 y el proyecto de resolución CREG 065 de 2012 para el sistema eléctrico de la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. en el nivel de tensión 2.

2.2 CRITERIOS PARA LA CARACTERIZACIÓN DE USUARIOS SUSCEPTIBLES DE INTRODUCIR PERTURBACIONES DE CALIDAD DE POTENCIA LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.

Las características técnicas de los equipos, los procesos presentes en las instalaciones, el nivel de tensión de conexión, el consumo de energía y el horario de uso de la misma, son algunos criterios que permiten caracterizar a los usuarios, que a su vez se pueden agrupar de acuerdo a la modalidad de la prestación del servicio.

2.2.1 Clasificación de los usuarios del servicio de energía eléctrica.

A continuación se presenta una clasificación de los usuarios.

2.2.1.1 Servicio residencial. “Es aquel que se presta directamente a los hogares o núcleos familiares, incluyendo las áreas comunes de los conjuntos habitacionales. Podrán considerarse como residenciales los pequeños establecimientos comerciales o industriales conexos a los apartamentos o casas de habitación, cuya carga instalada sea igual o inferior a tres (3) kilowatts, si el inmueble está destinado, en más de un 50% de su extensión, a fines residenciales” [14].

2.2.1.2 Servicio no residencial. “Es el destinado a satisfacer las necesidades de energía eléctrica de los establecimientos industriales, comerciales, oficiales y en general, de todos aquellos que no sean clasificados como residenciales” [14].

2.2.2 Identificación de los potenciales usuarios capaces de generar perturbaciones en el sistema de energía eléctrica.

Una manera de identificar a los potenciales usuarios capaces de generar perturbaciones en el sistema de energía eléctrica de la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. se determina con base a la modalidad en la prestación del

servicio y a su incidencia en el consumo de energía comparado con su circuito alimentador. Es decir, qué tan significativo es el consumo usuario vs alimentador asociado.

En primera instancia, para la identificación se subdividen los usuarios teniendo en cuenta su modalidad de prestación del servicio tal como se describe a continuación.

2.2.2.1 Alumbrado público. Hace referencia todo tipo de iluminación de espacios de libre circulación, escenarios deportivos y de recreación. Se ubica dentro de la modalidad de prestación de servicio no residencial. Dentro de este grupo se encuentra la iluminación convencional (mercurio, sodio, halogenuros, etc.) y la iluminación tipo led.

2.2.2.2 Usuario comercial. Dentro de este grupo se encuentran los clientes cuyo uso final de la energía eléctrica tiene finalidades de lucro económico. Se ubica dentro de la modalidad de prestación de servicio no residencial. Hacen parte de este: los centros comerciales, las oficinas privadas, los centros médicos privados, los centros educativos privados, los hoteles, los establecimientos recreacionales u otros establecimientos destinados a tal fin. Las cargas eléctricas características de este grupo son: iluminación, centros de cómputo, sistemas de refrigeración, sistemas de bombeo, aire comprimido, UPS, y otros especiales que varían de acuerdo al tipo de comercio.

2.2.2.3 Usuario industrial. Hace referencia a todos los clientes cuya finalidad económica es la producción de un bien. Se ubica dentro de la modalidad de prestación de servicio no residencial. Dentro de este grupo se encuentran todas las pequeñas, medianas y grandes industrias. Las cargas eléctricas características dentro de este grupo son: motores, bombas, sistemas de refrigeración, hornos de

arco, UPS, compensación capacitiva, sistemas de aire comprimido, cargas no lineales, otras especiales que dependerán de cada caso en particular.

2.2.2.4 Usuario oficial. Dentro de este grupo se encuentran los clientes cuya finalidad está orientada por el estado. Se ubica dentro de la modalidad de prestación de servicio no residencial. Dentro de este grupo se encuentran: los centros educativos públicos, los centros hospitalarios públicos, las oficinas de finalidad pública (alcaldías, gobernaciones, juzgados, centros policiales y militares, etc.), los alumbrados públicos y otros. Las cargas eléctricas características que se encuentran entre grupo son: iluminación, centros de cómputo, sistemas de refrigeración, sistemas de bombeo, aire comprimido, UPS, y otros especiales que varía de acuerdo al tipo entidad pública.

2.2.2.5 Usuario residencial. Es aquel cuya utilización de la energía eléctrica tiene como finalidad satisfacer las necesidades de los hogares o núcleos familiares, incluyendo las áreas comunes de los conjuntos residenciales. Las cargas eléctricas características dentro de este grupo corresponden a iluminación, computadores, electrodomésticos, bombas, pequeños motores, entre otros. Se ubica dentro de la modalidad de prestación de servicio residencial.

Por otra parte, se establecen criterios de comportamiento general de las cargas para todos los usuarios como se describe a continuación.

- Para la Figura 1 (a), la distorsión armónica de tensión en el PCC se determina por la ley de ohm, es decir:

$$V_h = (I_h)(Z_h) [V] \quad \text{Ecuación. 2.1}$$

Donde:

V_h : Caída de tensión en la impedancia Z_h .

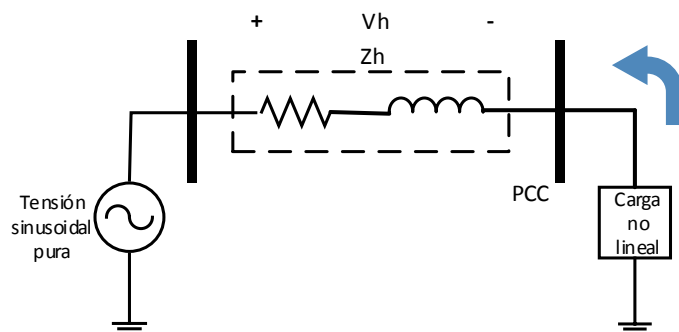
I_h : Corriente armónica a la frecuencia en estudio.

Z_h : Impedancia a la frecuencia armónica en estudio.

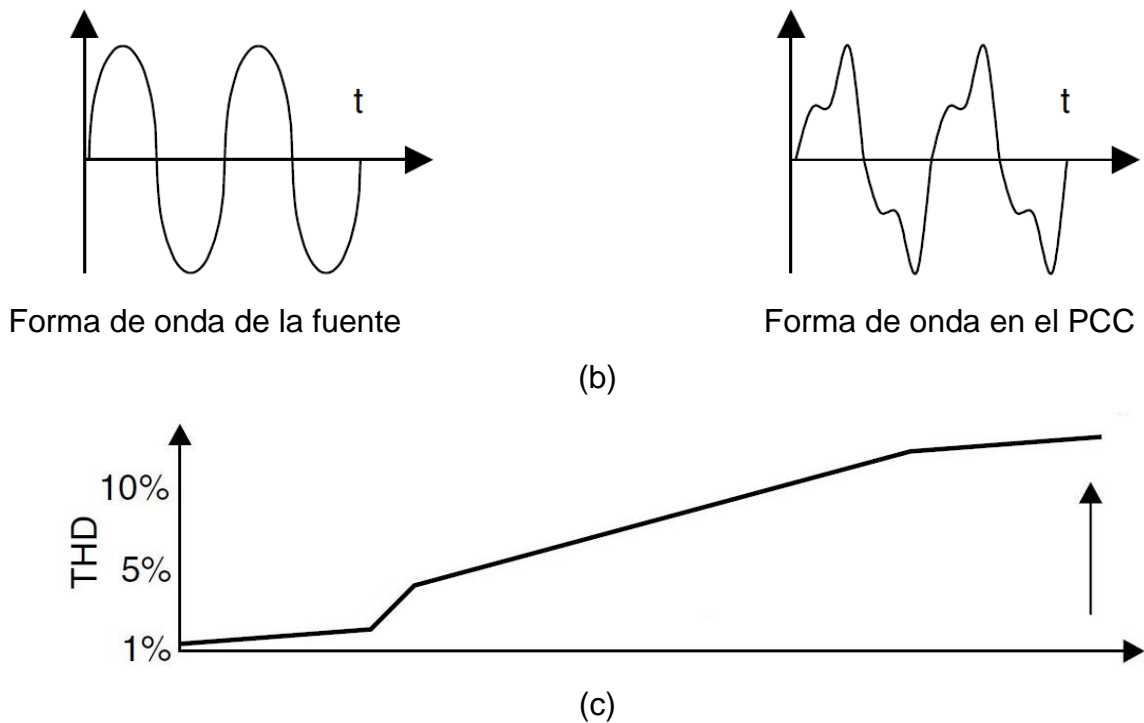
De acuerdo a lo anterior, se asume que la distorsión armónica de tensión en el punto de acoplamiento es el resultado de la circulación de la corriente armónica a través de la impedancia armónica del sistema, la cual depende de la capacidad de cortocircuito equivalente del sistema comparado con el de la carga; en términos de del equivalente Thévenin del sistema [12].

- El control de I_h inyectada al sistema le corresponde al usuario y el control de V_h al OR, quien gestionan a su vez la impedancia del sistema Z_h [1].
- Por otra parte, la figuras 1 (b y c) muestran el comportamiento de la distorsión en la señal de tensión desde la fuente (sinusoidal pura) hasta la carga (señal distorsionada), de acuerdo a la impedancia del sistema y a las características eléctricas de las cargas y los equipos que conforman los sistemas eléctrico [12].

Figura 1. (a) Distorsión de onda de tensión por la circulación de corriente armónica por la impedancia. (b) Forma de onda de la fuente vs PCC. (c) Distorsión de la onda de tensión a través del sistema de suministro de energía eléctrica. [Adaptada de 12].



(a)



Con base a la anterior clasificación y criterios de comportamiento de las cargas, se identifica la incidencia de cada usuario sobre el sistema, teniendo en cuenta su consumo de energía comparado con su circuito alimentador, y el nivel de tensión al cual se encuentra conectado al sistema. Para ello se realiza lo siguiente:

- Se establece la lista de usuarios que su promedio de consumo de energía de los últimos 12 meses sean mayores a 1 000 kWh. Criterio que se establece teniendo en cuenta el límite de la modalidad de servicio residencial (carga máxima instalada 3 kW).
- Se determinan los usuarios de mayor incidencia sobre la distribución de la energía a través de su consumo empleando el método de Pareto; el cual nos mostrará el 20% de los usuarios que consumen el 80% de esta energía.

- Con base a la actividad anterior, se procede a establecer el porcentaje de participación por cada nivel de tensión y clase de usuario, el cual ayudará a ordenar la lista de usuarios de mayor a menor incidencia.
- A partir del porcentaje de participación de cada clase de usuario se establece la identificación de los usuarios potenciales iniciando desde valores mayores a menores de tensión y consumo de energía, teniendo en cuenta el tipo de carga presente en cada instalación.

En el apartado siguiente se establece la caracterización final de los usuarios potenciales de introducir perturbaciones en la calidad de la potencia eléctrica a los sistemas de energía eléctrica de la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.

2.2.3 Caracterización de los usuarios del servicio de energía eléctrica susceptibles de introducir perturbaciones al sistema de energía eléctrica.

La caracterización de los usuarios del servicio de energía eléctrica susceptibles de introducir perturbaciones a los sistemas eléctricos de la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. se determina de acuerdo al procedimiento descrito en el ítem anterior; estableciendo los siguientes grupos de usuarios:

Usuarios de baja susceptibilidad: Son aquellos usuarios y/o cargas que después de realizada su identificación no clasifican dentro del 20% del total de usuarios.

Usuarios de media susceptibilidad: Son aquellos usuarios y/o cargas que después de realizada su identificación se encuentran dentro del 20% del total de usuarios. Sin embargo no se encuentran dentro del porcentaje de participación.

Usuarios de alta susceptibilidad: Son aquellos usuarios y/o cargas que después de realizada su identificación se encuentran dentro del 20% del total de usuarios y dentro del porcentaje de participación.

Con base a lo anterior, los usuarios del servicio de energía eléctrica susceptibles de introducir perturbaciones a los sistemas de energía eléctrica de la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. se clasifican en: usuarios de baja, media y alta susceptibilidad.

2.3 METODOLOGÍA PARA LA CARACTERIZACIÓN DE LOS USUARIOS SUSCEPTIBLES DE GENERAR PERTURBACIONES DE CALIDAD DE POTENCIA.

Las etapas que componen la metodología para la caracterización de los usuarios susceptibles de generar perturbaciones en la calidad de la potencia eléctrica en el sistema eléctrico de la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. se describen a continuación.

2.3.1 Etapa inicial

Corresponde a la etapa de recolección y depuración de los datos de indicadores de CPE medidos en las barras de la subestaciones de los sistemas eléctricos de la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.

2.3.2 Etapa media

En esta etapa se realiza el análisis estadístico y la comparación e identificación de las subestaciones con deficiencias en los parámetros de la CPE para cada subestación de acuerdo a la recomendación IEEE 519 de 2014 y el proyecto de resolución CREG 065 de 2012.

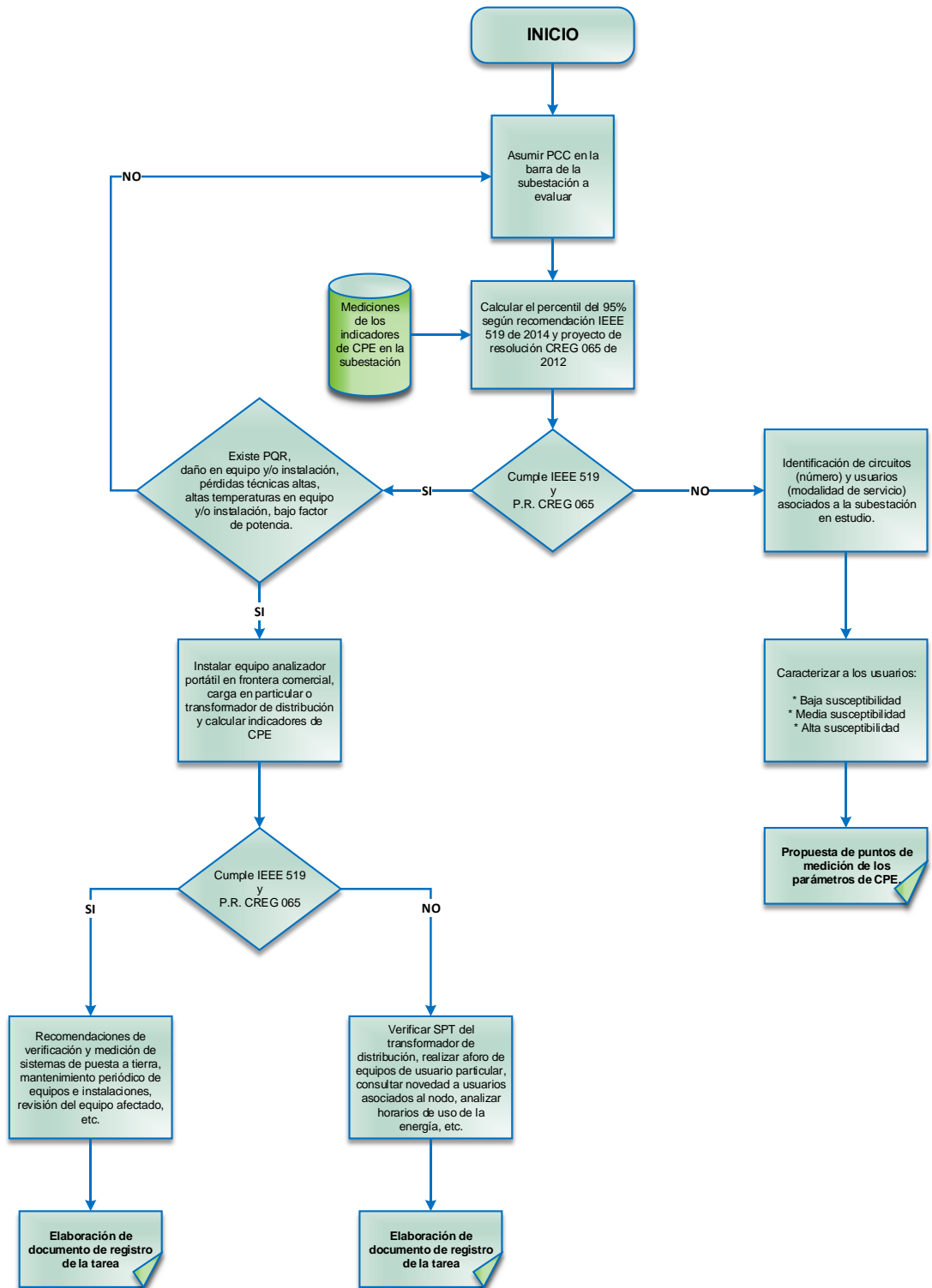
2.3.3 Etapa final

Esta etapa se subdivide en dos escenarios:

- Si el resultado de la etapa anterior es “*No conforme*”
- Si el resultado de la etapa anterior es “*Conforme*”.

El procedimiento a seguir según sea el escenario se describe de forma sistemática en la Figura 2. El proceso finaliza con la elaboración de un documento que contiene la lista de usuarios y/o cargas a quienes se deben medir en PCC.

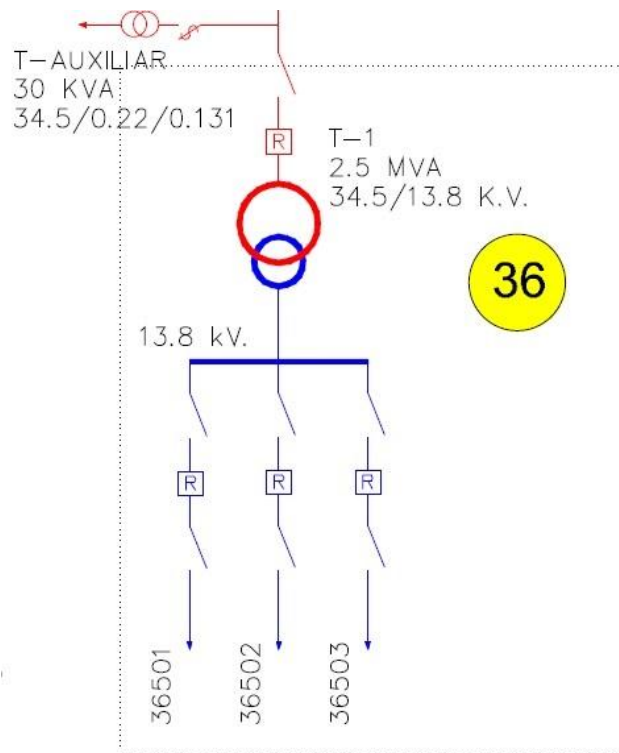
Figura 2. Diagrama de flujo de la metodología de caracterización



3. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA

En este capítulo se describe el resultado de la aplicación de la metodología propuesta. Para lo anterior se eligió la Subestación 36, cuyo diagrama unifilar se muestra en la Figura 2.

Figura 3. Diagrama unifilar de la Subestación 36 de la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P



Esta subestación es alimentada a nivel de tensión 3 y distribuye la energía a través de 3 circuitos en el nivel de tensión 2. Cuenta con un total de 4547 usuarios, los cuales se encuentran todos conectados en el nivel 1 de tensión. A continuación, en la Tabla 14 se encuentran los datos de corriente máxima de carga medida en el período de análisis, la corriente de cortocircuito máxima para el nivel de 13,8 kV y la relación I_{sc}/I_L .

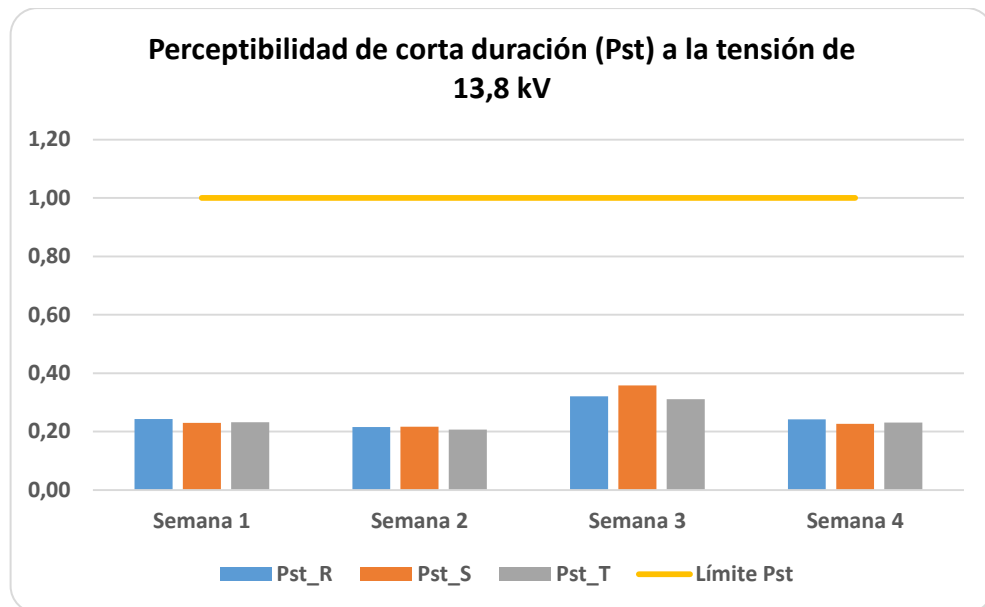
Tabla 14. Parámetros de comportamiento de carga.

Parámetro	Magnitud
Imáx_R	83,67 A
Imáx_S	83,01 A
Imáx_C	98,21 A
Isc	1207 A
Isc/IL	12,29

3.1 COMPARACIÓN DE LOS INDICADORES DE CALIDAD DE POTENCIA MEDIDOS RESPECTO A LOS LÍMITES PERMITIDOS

En las figuras 4 a 11 se muestra el análisis estadístico (percentil 95) de los indicadores de calidad de potencia respecto a los valores máximos permitidos para cada semana en la Subestación 36 para el nivel de tensión de 13,8 kV.

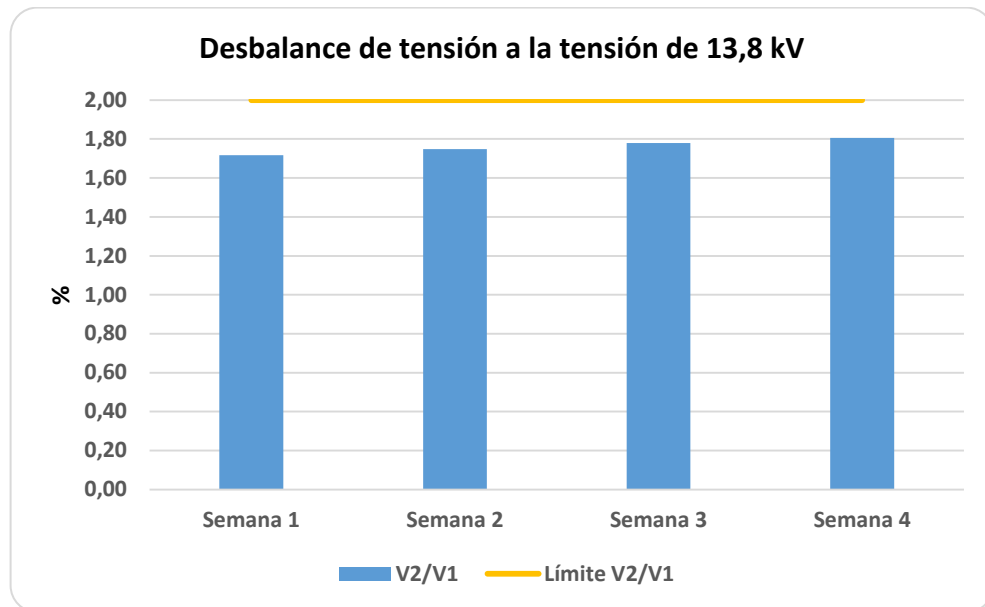
Figura 4. Perceptibilidad de corta duración Pst, de la Subestación 36 – 13,8 kV



En la Figura 4 se muestra el comportamiento del indicador Pst por fase durante las cuatro semanas de análisis. Se observa que durante el mes de septiembre de 2015 los valores registrados para este indicador se encuentran por debajo del

valor máximo permitido, según lo establecido en la recomendación IEEE 519 de 2014 y el proyecto de resolución CREG 065 de 2012.

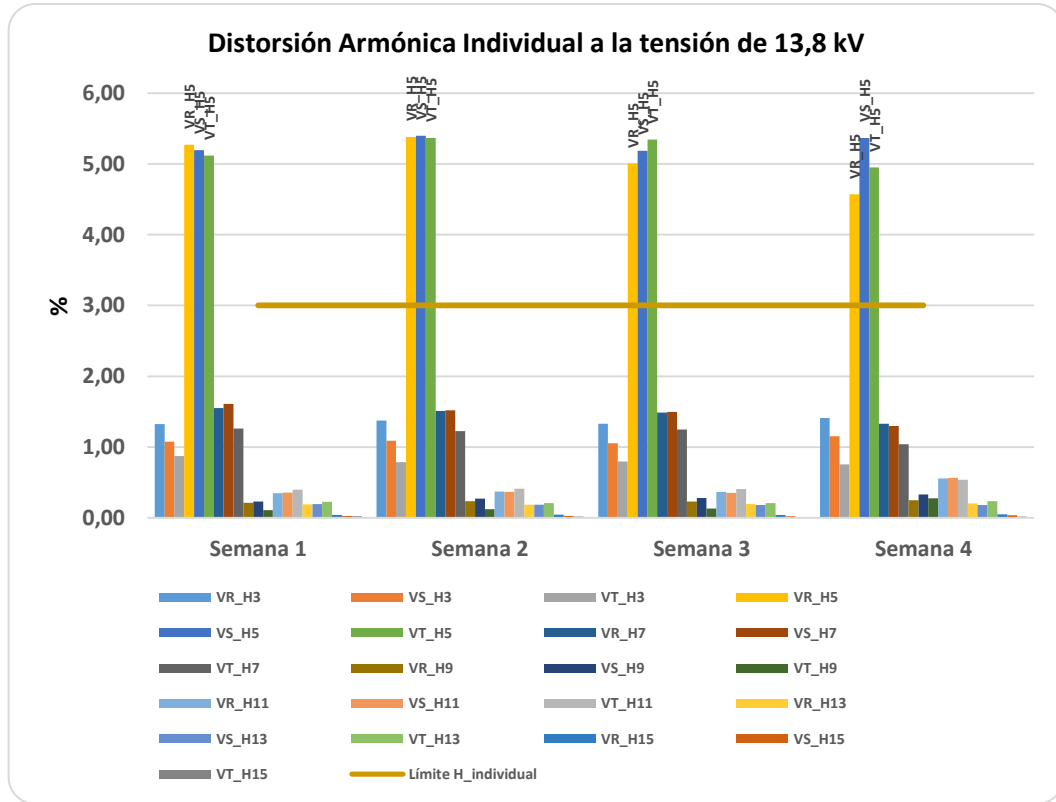
Figura 5. Desbalance de tensión V2/V1 de la Subestación 36 – 13,8 kV



En la Figura 5 se muestra el comportamiento del indicador V2/V1 durante las cuatro semanas de análisis. Se observa que durante el mes de septiembre de 2015 los valores registrados para este indicador se encuentran por debajo del valor máximo permitido, según lo establecido en la recomendación IEEE 519 de 2014 y el proyecto de resolución CREG 065 de 2012.

En la Figura 6 se muestra el comportamiento de la distorsión armónica individual de tensión por fase durante las cuatro semanas de análisis. Se observa que durante el mes de septiembre de 2015 los valores registrados para el quinto (5) armónico superan el valor máximo permitido para este indicador según lo establecido en la recomendación IEEE 519 de 2014 y el proyecto de resolución CREG 065 de 2012. Para un mejor análisis, en la Figura 7 muestra la magnitud del quinto armónico de tensión por fase.

Figura 6. Distorsión armónica individual de tensión de la Subestación 36 – 13,8 kV



En la Figura 8 se muestra el comportamiento de la distorsión armónica total de tensión por fase durante las cuatro semanas de análisis. Se observa que durante el mes de septiembre de 2015 los valores registrados para este indicador superan el valor máximo permitido, según lo establecido en la recomendación IEEE 519 de 2014 y el proyecto de resolución CREG 065 de 2012. Se determina que el principal aportante a esta condición es el quinto armónico como se observa en las Figuras 6 y 7.

Figura 7. Componente de la quinta armónica de tensión por fase de la Subestación 36 – 13,8 kV

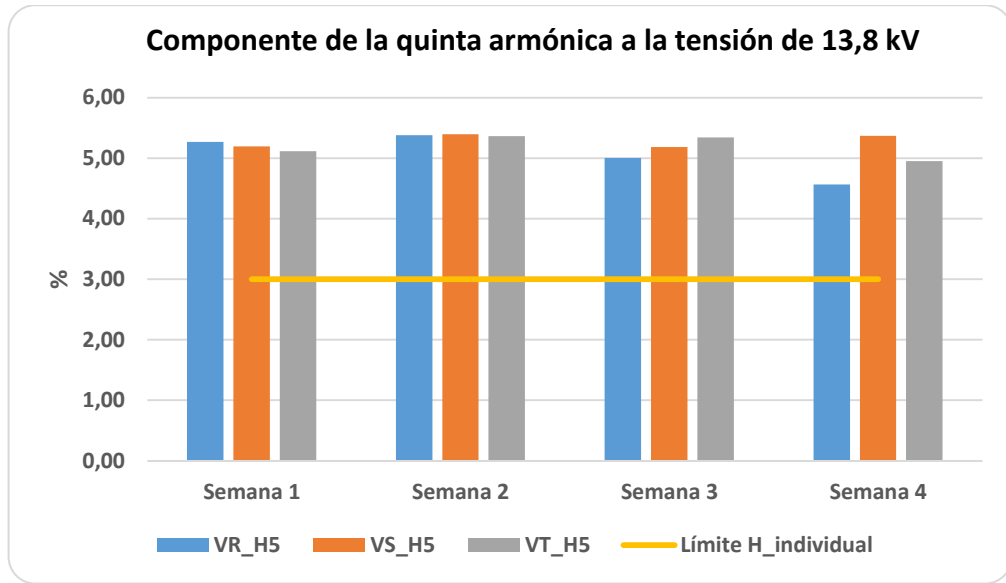
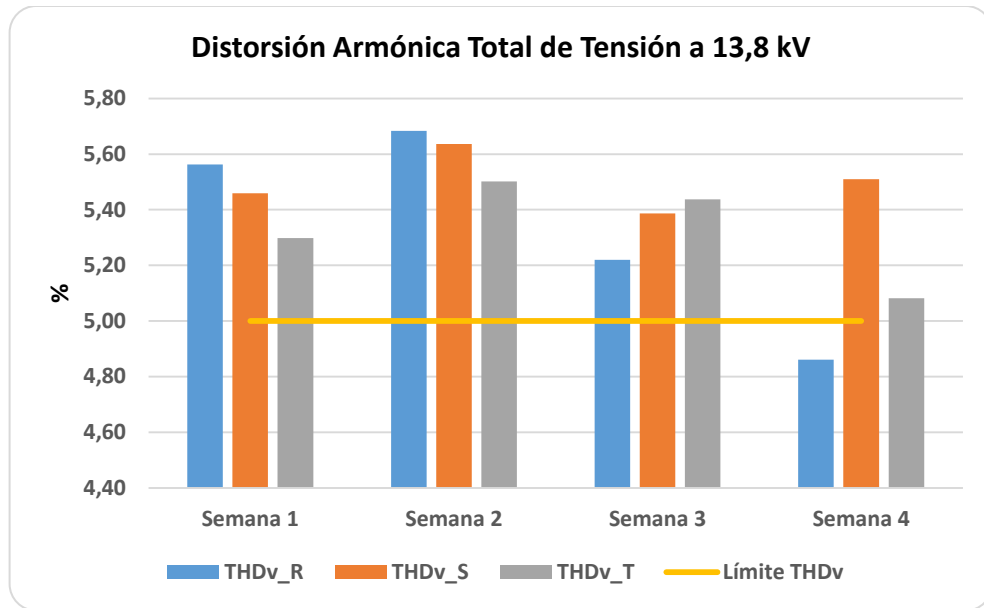


Figura 8. Distorsión armónica total de tensión de la Subestación 36 – 13,8 kV

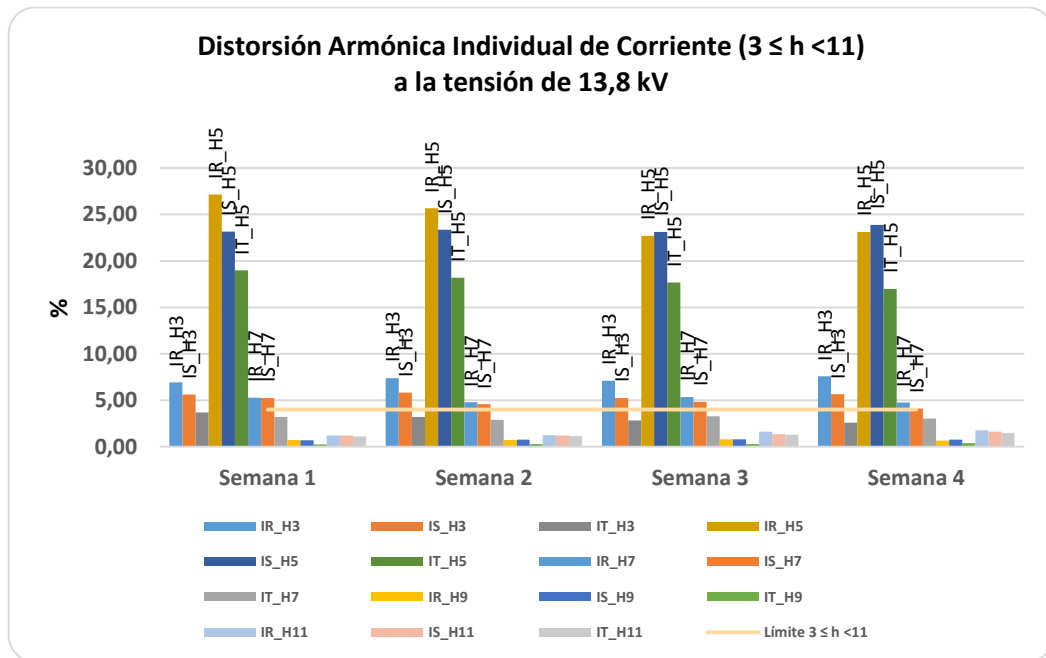


En la Figura 9 se muestra el comportamiento de la distorsión armónica individual de corriente por fase para las componentes armónicas menores a 11 durante las cuatro semanas de análisis. Se observa que durante el mes de septiembre de

2015 los valores registrados del tercer (3), quinto (5) y séptimo (7) armónico superan el valor máximo permitido para este indicador, según lo establecido en la recomendación IEEE 519 de 2014 y el proyecto de resolución CREG 065 de 2012.

En la Figura 10 se muestra el comportamiento de la distorsión armónica individual de corriente por fase para las componentes armónicas menores o iguales a 11 durante las cuatro semanas de análisis. Se observa que durante el mes de septiembre de 2015 los valores registrados de estas componentes se encuentran dentro del valor máximo permitido para este indicador, según lo establecido en la recomendación IEEE 519 de 2014 y el proyecto de resolución CREG 065 de 2012.

Figura 9. Distorsión armónica individual de corriente ($3 \leq h < 11$) de la Subestación 36 – 13,8 kV



En la Figura 11 se muestra el comportamiento de la distorsión total de demanda por fase durante las cuatro semanas de análisis. Se observa que durante el mes de septiembre de 2015 los valores registrados superan de forma significativa el valor máximo permitido para este indicador, según lo establecido en la

recomendación IEEE 519 de 2014 y el proyecto de resolución CREG 065 de 2012 de acuerdo a su corriente de carga máxima y nivel de cortocircuito.

Figura 10. Distorsión armónica individual de corriente ($11 \leq h < 17$) de la Subestación 36 – 13,8 kV

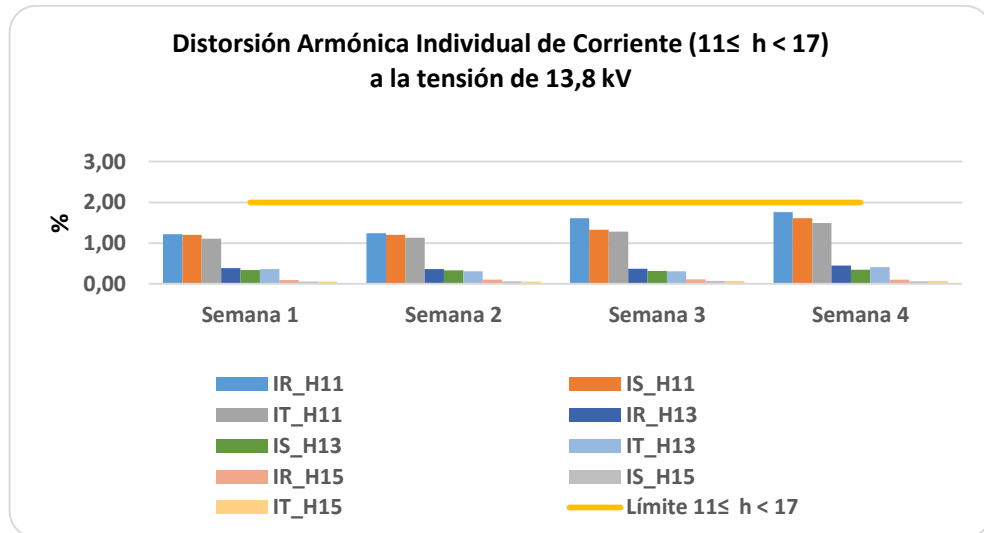
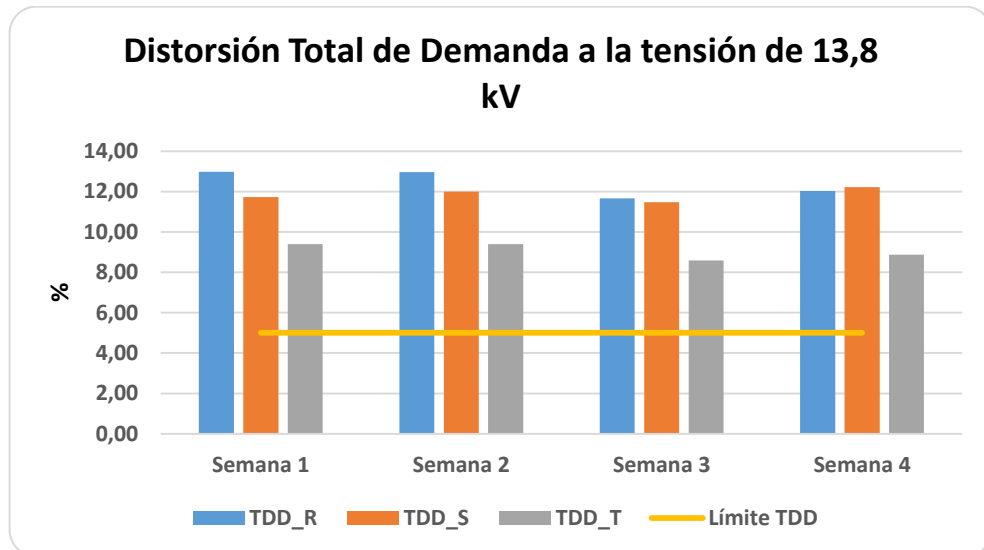


Figura 11. Distorsión total de demanda de la Subestación 36 – 13,8 kV



De acuerdo al análisis realizado en las figuras 4 a 11, se determina que la Subestación 36 de la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. presenta

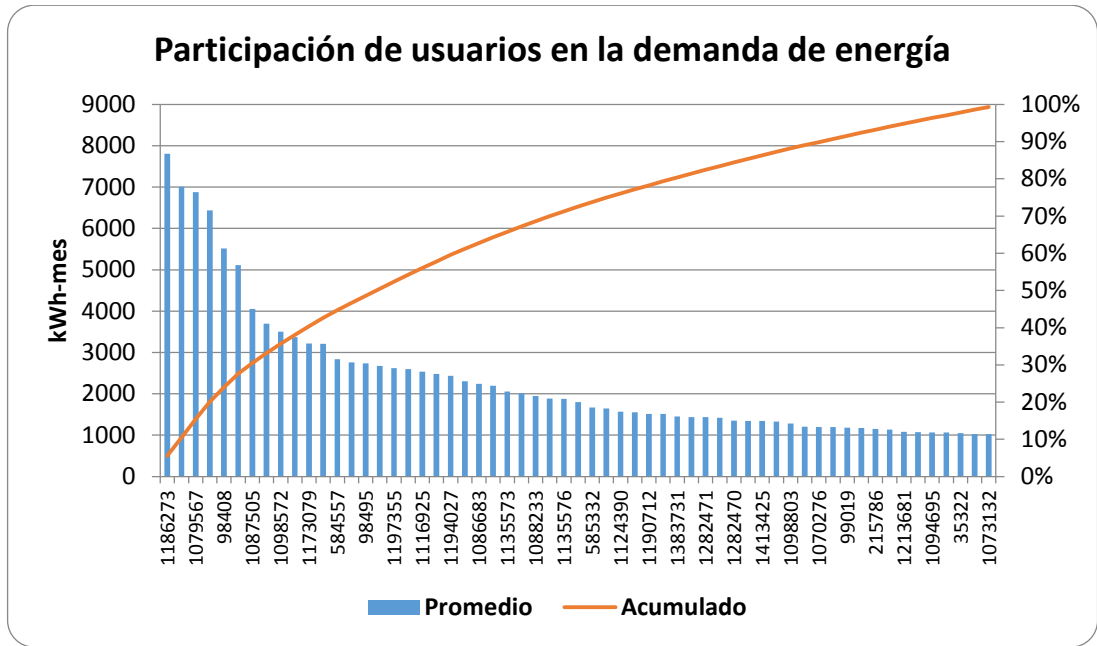
deficiencias en la calidad de la potencia eléctrica. Esto permite continuar con la aplicación de la metodología propuesta, la cual se sigue en el apartado 3.2.

3.2 PARTICIPACIÓN Y DETERMINACIÓN DE LOS USUARIOS EN LA DEMANDA MENSUAL DE ENERGÍA Y USUARIOS SUSCEPTIBLES DE INTRODUCIR PERTURBACIONES DE CPE EN LA SUBESTACIÓN 36

Continuando con la metodología propuesta, en la Figura 12 se muestra el diagrama de Pareto con la participación representativa en la demanda de energía de los usuarios en el sistema eléctrico de la Subestación 36. Esta gráfica se construye teniendo en cuenta aquellos usuarios cuyos consumos promedio de energía de los últimos 12 meses fueron superiores a 1 000 kWh-mes.

A partir de la Figura 12 se determina el 20% de los usuarios que participan en el 80% del consumo de energía, se determina la participación en la demanda de energía de acuerdo a la modalidad de servicio y se establece el número de usuarios de baja, media y alta susceptibilidad de introducir perturbaciones de CPE al sistema de la Subestación 36.

Figura 12. Diagrama Pareto de la participación de la demanda de energía de los usuarios de la Subestación 36



La Tabla 15 muestra el porcentaje de participación de la demanda de energía en la Subestación 36 de acuerdo a la modalidad de servicio. Se determina que la mayor proporción de participación la tienen los usuarios con servicio industrial, seguido del comercial. Los usuarios de servicio residencial presentan un 18% de participación, mientras que el oficial solo el 2%.

Tabla 15. Porcentaje de participación de la demanda de energía por modalidad de servicio

Modalidad	Total Usuarios	Demanda kWh - mes	Participación de la demanda	Usuarios de Alta susceptibilidad
Industrial	17	56583	50%	9
Comercial	10	33218	29%	3
Oficial	1	2595	2%	0
Residencial	9	20311	18%	2

De acuerdo al porcentaje de participación en la demanda de energía, se determina la muestra de usuarios por modalidad de servicio que presentan una susceptibilidad media y alta para introducir perturbaciones de CPE.

La Tabla 16 muestra la lista de usuarios que presentan una susceptibilidad media para introducir perturbaciones de CPE al sistema de energía eléctrica de la subestación 36.

Tabla 16. Usuarios de media susceptibilidad de introducir perturbaciones de CPE en la subestación 36

Usuarios de susceptibilidad media		
Usuario	Modalidad	Consumo
584557	C	2838
98495	C	2735
1280424	C	2673
1197355	R	2624
99720	I	2483
1194027	C	2437
1212852	C	2303
1086683	C	2241
566427	R	2192
1135573	R	2058
1093738	I	2007
1088233	I	1949
1292216	R	1887
1135576	R	1878
610915	I	1799
585332	R	1665
92976	I	1645
1124390	I	1565
579947	R	1550
1190712	I	1517
1070578	I	1512
1383731	C	1449

Tabla 17. Usuarios de alta susceptibilidad de introducir perturbaciones de CPE en la subestación 36

Usuarios de susceptibilidad alta		
Usuario	Modalidad	Consumo
1186273	C	7810

568612	I	7013
1079567	I	6876
605814	I	6440
98408	C	5514
1117651	I	5111
1087505	I	4053
566428	R	3697
1098572	I	3502
567122	I	3370
1173079	C	3218
587297	I	3205
600690	R	2759
1071545	O	2595
1116925	I	2535

La Tabla 17 muestra la lista de usuarios que presentan una susceptibilidad alta de introducir perturbaciones de CPE al sistema de energía eléctrica de la Subestación 36.

El inicio de la medición de los indicadores de CPE el en PCC de los usuarios para el caso de la Subestación 36 con el objeto de determinar la fuente de deficiencias en la CPE, debe iniciarse con la lista que muestra la Tabla 17; seguidamente con la lista que muestra la Tabla 16, según sea la necesidad y disponibilidad de recursos.

4. CONCLUSIONES

La regulación en el tema de calidad de potencia eléctrica en Colombia se encuentra en evolución constante frente al ingreso de nuevas tecnologías en los sistemas eléctricos, generación distribuida y el crecimiento constante de la demanda; que cada día requiere unas condiciones de mejor calidad, seguridad y confiabilidad en la prestación del servicio de energía.

La metodología propuesta es una manera sencilla para la detección de usuarios que pueden generar deficiencias de calidad de potencia eléctrica en los sistemas de la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. que a su vez sería alternativa para localizar los puntos de medición exigidos en el proyecto de resolución CREG 065 de 2012.

En términos generales, algunos indicadores de calidad de potencia muestran que existen deficiencias en los sistemas eléctricos de la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P, respecto los valores máximos admitidos según la recomendación IEEE 519 de 2014 y el proyecto de resolución CREG 065 de 2012. Entre ellos el Pst, la THDv, las componentes armónicas individuales quinta y séptima de la señal de tensión, las componentes armónicas individuales tercera, quinta y séptima de la señal de corriente y la distorsión total de la demanda.

En la Subestación 36 se observaron deficiencias significativas en los parámetros de CPE, lo que constituye un indicio de lo que puede estar sucediendo en el resto del sistema eléctrico; lo cual se debe analizar de forma completa; teniendo en cuenta las diferentes configuraciones topológicas, elementos de operación y regulación conectados a estos.

Una vez obtenidas las mediciones de los parámetros de CPE de los usuarios de la muestra aplicando la metodología propuesta, se puede utilizar dicha información junto a las mediciones en barra de las subestaciones en los diferentes niveles de tensión para obtener un modelo aproximado del sistema con la ayuda de una herramienta especializada para simulación de sistemas eléctricos. Lo que permitirá realizar diferentes estudios como pérdidas de energía, resonancia, compensación, reconfiguración, entre otros.

Para garantizar la calidad de la energía en los sistemas de distribución de energía, los operadores de red requieren una medición continua de los parámetros eléctricos que puedan ser afectados por perturbaciones en dicho sistema, y para ello requieren de una medición continua y de calidad. No solo los operadores de red son responsables de mantener dicha calidad de la energía sino también los usuarios finales que en algunos casos son responsables de introducir perturbaciones a la red. Mitigando dichas perturbaciones se obtiene un gran beneficio en los procesos productivos, ya que será esta la manera de proteger tanto los equipos de las redes como los del proceso de producción.

La calidad de la energía es analizada desde diferentes perspectivas tales como son: la del consumidor, quien se ve afectado por las variaciones de tensión en sus equipos, la del fabricante de equipos, quien está todo el tiempo en función de determinar una tolerancia para sus equipos para evitar daños permanentes y la del operador de red quien vela por las características del servicio prestado a sus clientes y por las posibles afectaciones a la red derivadas de la calidad del consumo de sus clientes. Se debe pensar la forma en como interactuarán los usuarios con las futuras redes inteligentes para minimizar las perturbaciones que ellos introducen a la red de distribución, teniendo en cuenta que estas tecnologías serán mucho más dinámicas y flexibles.

REFERENCIAS

- [1] IEEE. INSTITUTE OF ELECTRIC AND ELECTRONIC ENGINEERS. Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems. IEEE Std 519™-2014. New York, USA, 2014.
- [2] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Proyecto de Resolución CREG 065 del 25 de junio de 2012, Colombia.
- [3] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Resolución CREG 024 del 26 de abril de 2005, Colombia.
- [4] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Resolución CREG 016 del 26 de febrero de 2007, Colombia.
- [5] IEEE. INSTITUTE OF ELECTRIC AND ELECTRONIC ENGINEERS. Recommended Practice for Monitoring Power Quality. IEEE Std 1159. New York, USA, 2009.
- [6] IEC. INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-30: Testing and measurement techniques - Power quality measurement methods. IEC STD 61000-4-30. Génova, Suiza, 2008.
- [7] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Resolución CREG 097 del 26 de septiembre de 2008, Colombia.
- [8] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Resolución CREG 011 del 11 de febrero de 2009, Colombia.

[9] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Documento CREG 017 del 8 de marzo de 2005, Colombia.

[10] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Resolución CREG 025 del 13 de julio de 1995, Colombia.

[11] UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA. Diagnóstico de la calidad de la potencia en la actividad de distribución de energía eléctrica. Colombia, junio de 2010.

[12] ANGELO BAGGINI. Handbook of Power Quality, John Wiley & Sons, Ltd, 2008.

[13] ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P. Contrato de Condiciones Uniformes para la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica.

BIBLIOGRAFIA

ANGELO BAGGINI. Handbook of Power Quality, John Wiley & Sons, Ltd, 2008.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Documento CREG 017 del 8 de marzo de 2005, Colombia.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Proyecto de Resolución CREG 065 del 25 de junio de 2012, Colombia.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Resolución CREG 024 del 26 de abril de 2005, Colombia.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Resolución CREG 016 del 26 de febrero de 2007, Colombia.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Resolución CREG 097 del 26 de septiembre de 2008, Colombia.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Resolución CREG 011 del 11 de febrero de 2009, Colombia.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Resolución CREG 025 del 13 de julio de 1995, Colombia.

ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P. Contrato de Condiciones Uniformes para la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica.

IEC. INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-30: Testing and measurement techniques - Power quality measurement methods. IEC STD 61000-4-30. Génova, Suiza, 2008.

IEEE. INSTITUTE OF ELECTRIC AND ELECTRONIC ENGINEERS. Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems. IEEE Std 519™-2014. New York, USA, 2014.

IEEE. INSTITUTE OF ELECTRIC AND ELECTRONIC ENGINEERS. Recommended Practice for Monitoring Power Quality. IEEE Std 1159. New York, USA, 2009.

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA. Diagnóstico de la calidad de la potencia en la actividad de distribución de energía eléctrica. Colombia, junio de 2010.