

**Metodología para la medición y análisis de parámetros de calidad de la potencia eléctrica
de la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.**

Juan Carlos López Higuera

Trabajo de grado para optar el título de Ingeniero Electricista

Director:

María Alejandra Mantilla Villalobos

Dra. Ingeniería Electrónica

Codirector:

Gilber Gabriel Pacheco LLain

Ingeniero Electricista

Sergio Andrés Céspedes Carvajal

Ingeniero Electrónico

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Bucaramanga

2019

Agradecimiento

Este libro representa la culminación de una de las etapas más importantes de mi vida durante la cual conocí personas que de alguna manera contribuyeron a mi formación tanto personal como académica en especial a mi grupo de amigos con los cuales compartimos los momentos más difíciles de esta experiencia de vida, a todas estas personas les agradezco por haber estado conmigo, a mi directora y codirectores por su tiempo y darme la oportunidad de realizar mi proyecto de grado en una gran empresa.

Siempre estaré inmensamente agradecido con mis padres Rosario del Pilar Higuera Acacio y Carlos Julio López Sanabria por ser junto con mi hermana Paula Andrea mi más grande apoyo y motivación durante esta etapa, la cual no fue sencilla pero con su apoyo lo logre, mi hermosa familia!

Finalmente le doy gracias a Dios por haber sido mi guía a lo largo de mi carrera y darme la oportunidad de llegar a ser un gran profesional.

Juan Carlos López Higuera.

Contenido

	Pág.
Introducción	16
1. Fenómenos electromagnéticos relacionados con la calidad de la energía	18
1.1 Transitorios	18
1.1.1 Transitorios oscilatorios.....	19
1.1.1.1 Transitorios de alta frecuencia.....	20
1.1.1.2 Transitorios de media frecuencia	20
1.1.1.3 Transitorio de baja frecuencia.....	20
1.1.2 Transitorios impulsivos.....	20
1.2 Variaciones de corta duración.....	21
1.2.1 Aumento temporal de tensión (swell).....	21
1.2.2 Caída de tensión (sag o hundimiento).....	22
1.2.3 Pérdida de tensión (interrupción).....	23
1.3 Variaciones de tensión de larga duración	23
1.3.1 Subtensiones.	24
1.3.2 Sobretensiones	24
1.3.3 Interrupción sostenida.....	24
1.4 Desequilibrio de tensión	24
1.5 Distorsión de la forma de onda	25

1.5.1 Componente de continua.....	25
1.5.2 Componentes armónicas	25
1.5.3 Interarmónicos.	27
1.5.4 Muestras de tensión	27
1.5.5 Ruido.....	28
1.6 Fluctuaciones de tensión (flicker).....	28
1.7 Variaciones de la frecuencia de alimentación.....	29
1.8 Perceptibilidad de corta duración (Pst).....	31
1.9 Distorsión armónica total de tensión (THDV).....	32
1.10 Límites del desbalance de tensión.....	33
2. Normas y reglamentación para la medición de la calidad de energía eléctrica	33
2.1 IEEE 1159-2009: Práctica recomendada para la monitorización de la calidad de la energía eléctrica.....	34
2.2 IEEE 519-2014: Recomendaciones prácticas y requerimientos para el control de armónicos en sistemas eléctricos de potencia.....	35
2.3 IEEE 1564-2014 Guía para los índices de hundimientos de tensión	37
2.4 IEC_61000-4-30-2015 técnicas de ensayo y medición – métodos de medición de calidad de la potencia	37
2.5 Resolución CREG-024-2005 normas de calidad de la potencia eléctrica	39
2.6 Resolución CREG-016-2007 normas de calidad de la potencia eléctrica	41
2.7 Circular No. 016 de la CREG. actualización del estudio diagnóstico de la calidad de la potencia.....	41
3. Metodología para medir y analizar los parámetros de calidad de la potencia eléctrica.....	42

3.1 Conocimiento del problema.....	43
3.1.1 Análisis de barras de acuerdo a la circular 016 de la CREG.	43
3.1.2 Construcción de la matriz de criticidad	44
3.2 Inspección y recopilación de datos de sitio a monitorizar:	52
3.3 Análisis preliminar:.....	54
3.4 Monitorización e interpretación de resultados:.....	55
3.5 Recomendar una solución:	56
4. Aplicación de la metodología para la medición y análisis de parámetros de calidad de la potencia eléctrica en la subestación palos.....	59
4.1 Conocimiento del problema: identificación de los usuarios que mas afectan la calidad de la energía.....	60
4.1.1 Comparación de los indicadores de calidad de la potencia medidos en las barras de nivel 2 y 3 de la subestación palos respecto a los limites permitidos.	61
4.1.2 Resultados de la matriz de criticidad para identificar los usuarios que más afectan la calidad de la energía.....	66
4.2 Inspeccion y recopilación de datos del sitio a monitorizar: datos de los usuarios identificados en la matriz de criticidad	67
4.3 Análisis preliminar: selección del equipo de monitorización	70
4.4 Monitorización e interpretación de resultados	72
4.4.1 Programación del medidor Dranetz	72
4.4.2 Análisis de resultados.	75
5. Conclusiones	96
6. Recomendaciones	98

Referencias Bibliográficas 99

Apéndices..... 101

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Transitorio oscilatorio, Nota. Tomada de IEEE 1159 de 2009.	19
Figura 2. Transitorio impulsivo, Nota. Tomada de IEEE 1159 de 2009.	21
Figura 3. Aumento temporal de tensión, Nota. Tomada de IEEE 1159 de 2009.....	22
Figura 4. Caída de tensión, Nota. Tomada de IEEE 1159 de 2009.	22
Figura 5. Pérdida de tensión, Nota. Tomada de IEEE 1159 de 1995.	23
Figura 6. Componentes armónicas de una onda sinusoidal con frecuencia fundamental de 60 [Hz].	26
Figura 7. Formas de onda distorsionadas, Nota. Tomada del Handbook of power quality.....	27
Figura 8. Muecas de tensión, Nota. Tomada de IEEE 1159 de 2009.....	28
Figura 9. Fluctuaciones de tensión, Nota. Tomada de IEEE 1159 de 2009.	29
Figura 10. Subestaciones del área metropolitana vistas en el Power Monitoring Expert.....	44
Figura 11. Diagrama unifilar de la subestación Palos de la Electrificadora de Santander S.A E.S.P.....	60
Figura 12. Perceptibilidad de corta duración de la subestación Palos a la tensión de 34,5 [kV]..	61
Figura 13. Distorsión armónica total de tensión de la subestación Palos a la tensión de 34,5 [kV].	62
Figura 14. Desequilibrio de tensión de la subestación Palos a la tensión de 34,5 [kV]	63
Figura 15. Perceptibilidad de corta duración de la subestación Palos a la tensión de 13,8 [kV]..	64

Figura 16. Distorsión armónica total de tensión de la subestación Palos a la tensión de 13,8 [kV].	65
Figura 17. Desequilibrio de tensión de la subestación Palos a la tensión de 13,8 [kV]	66
Figura 18. Usuarios seleccionados.	67
Figura 19. Transformador del cliente Industrial Pacecol	68
Figura 20. Placa del transformador del cliente Industrial Pacecol	68
Figura 21. Transformador del cliente Beltran Garafo Lucelina	69
Figura 22. Placa del transformador del cliente Beltran Garafo Lucelina	70
Figura 23. Medidor Dranetz HDPQ	71
Figura 24. Analizador instalado en el medidor de energía eléctrica #50851249 de Industrias Pacecol S.A.S.	73
Figura 25. Analizador instalado en el transformador de Industrias Pacecol S.A.S.	74
Figura 26. Analizador instalado en el medidor #37644741 de Beltran Garafo Lucelina	75
Figura 27. Tensiones de fase MT de Industrias Pacecol S.A.S.	77
Figura 28. Tensiones de fase- BT de Industrias Pacecol S.A.S.	78
Figura 29. Distorsión armónica de tensión por fase- MT de Industrias Pacecol S.A.S.	79
Figura 30. Distorsión armónica de tensión por fase- BT de Industrias Pacecol S.A.S.	80
Figura 31. Perceptibilidad de corta duración- MT de Industrias Pacecol S.A.S	81
Figura 32. Perceptibilidad de corta duración- BT de Industrias Pacecol S.A.S	82
Figura 33. Desbalance de tensión –BT de Industrias Pacecol S.A.S	83
Figura 34. Distorsión armonica de corriente- BT de Industrias Pacecol S.A.S	84
Figura 35. Distorsión total de demanda – BT de Industrias Pacecol S.A.S	85
Figura 36. Desbalance de corriente de Industrias Pacecol S.A.S	86

Figura 37. Consumo potencia activa y reactiva de Industrias Pacecol S.A.S.....	87
Figura 38. Tensiones de fase – BT del cliente Beltran Garafo Lucelina	89
Figura 39. Distorsión armónica de tensión por fase- BT del cliente Beltran Garafo Lucelina.....	90
Figura 40. Perceptibilidad de corta duración- BT del cliente Beltran Garafo Lucelina	91
Figura 41. Desbalance de tensión –BT del cliente Beltran Garafo Lucelina.....	92
Figura 42. Distorsión armonica corriente- BT del cliente Beltran Garafo Lucelina	93
Figura 43. Distorsión total de demanda – BT del cliente Beltran Garafo Lucelina.....	94
Figura 44. Desbalance de corriente.....	95
Figura 45. Consumo potencias activa y reactiva del cliente Beltran Garafo Lucelina	96

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Categorías y características típicas de los fenómenos de calidad de la energía según IEEE_1159_de_2009.	30
Tabla 2. Límites de perceptibilidad de corta duración.....	32
Tabla 3. Límites de distorsión armónica total de tensión.	32
Tabla 4. Límites de desbalance de tensión.....	33
Tabla 5. Límites de distorsión armónica de tensión según IEEE_519_2014.	35
Tabla 6. Valores límites de distorsión armónica individual y distorsión total de demanda (TDD) en porcentaje de corriente de carga (IL) (armónicos impares) según IEEE_519_2014. ..	36
Tabla 7. Rangos de variación de los parámetros_IEC_61000-4-30_2015	39
Tabla 8. Pesos asignados por tipo de usuario	49
Tabla 9. Porcentajes asignados	52
Tabla 10. Porcentajes asignados a la matriz desde el punto de vista del OR	52
Tabla 11. Comparativa de métodos de protección y mitigación.....	59
Tabla 12. Datos de los circuitos monitorizados en el cliente Industrias Pacecol S.A.S.	73
Tabla 13. Datos del circuito monitorizado en Beltran Garafo Lucelina	74
Tabla 14. Límites de tensión de Industrias Pacecol S.A.S.....	76
Tabla 15. Límites de tensión	87

Lista de Apéndices

	Pág.
Apéndice A. Pantallas para el Ajuste de la programación del medidor DRANETZ HDPQ	101
Apéndice B. Formato de inspección e instalación de calidad de la potencia	105

Resumen

TÍTULO: METODOLOGÍA PARA LA MEDICIÓN Y ANÁLISIS DE PARÁMETROS DE CALIDAD DE LA POTENCIA ELÉCTRICA DE LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.*

AUTOR: JUAN CARLOS LÓPEZ HIGUERA**

PALABRAS CLAVE: CALIDAD DE LA ENERGÍA, NORMATIVIDAD, ALMACENAMIENTO DE Pst (ARCHIVO CEL), ALMACENAMIENTO DE EVENTOS (ARCHIVO ET), MATRIZ DE CRITICIDAD

DESCRIPCIÓN:

La Electrificadora de Santander S.A E.S.P ha venido trabajando en la mejora de la calidad de la energía de su sistema eléctrico, sin embargo, algunas de sus subestaciones están excediendo los límites establecidos para los indicadores de calidad, debido en algunos casos a las cargas no lineales de los usuarios, las cuales ocasionan distorsión en la formas de onda de las señales de tensión, corriente y desviaciones en la frecuencia que pueden provocar un mal funcionamiento o la avería de los equipos conectados a la instalación eléctrica, por lo cual los operadores de red están implementando equipos de monitorización que les permiten identificar las fuentes, causas y características de las perturbaciones.

Esta tesis sigue una metodología que permite realizar mediciones y análisis de parámetros de calidad de la energía, en los usuarios que posiblemente están afectando la calidad de la energía en una subestación eléctrica. Los usuarios se seleccionan de una matriz de criticidad, que contiene parámetros como, consumo de potencia reactiva respecto a la potencia activa, consumo de potencia activa del cliente respecto al circuito o línea, clase de servicio, perceptibilidad de corta duración por fase, distorsión armónica total de tensión por fase, desbalance de tensión, para luego realizar la mediciones utilizando un instrumento que cuenta con las características normativas, con el fin de verificar que los parámetros se encuentren dentro de los límites y finalmente proponer recomendaciones para el mejoramiento de la calidad de la potencia eléctrica en los usuarios que estén incumpliendo los límites.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas, Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones.
Director: Dra. María Alejandra Mantilla Villalobos Codirectores: Ing. Gilber Gabriel Pacheco Llain, Ing. Sergio Andrés Céspedes Carvajal

Abstract

TITLE: METHODOLOGY FOR THE MEASUREMENT AND ANALYSIS OF PARAMETERS OF QUALITY OF ELECTRICAL POWER OF THE ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.*

AUTHOR: JUAN CARLOS LÓPEZ HIGUERA **

KEYWORDS: ENERGY QUALITY, NORMATIVE, Pst STORAGE (ARCHIVE CEL), EVENTS STORAGE (ARCHIVE ET), CRITICALITY MATRIX.

DESCRIPTION:

The Electrificadora de Santander S.A E.S.P has come working in the improvement of energy quality of its electrical system, however, some its electrical substations are exceeding the limits established for quality indicators, due in some cases to the non-linear loads of the users, which cause distortion in the waveforms of the signals of voltage, current and deviations in frequency that can induce a malfunction or the fault of the equipments connected to the electrical installation, whereby the network operators are implementing monitoring equipment that let them to identify the sources, causes and characteristics of disturbances.

This thesis follow a methodology that lets to realize the measurement and analysis of energy's quality parameters, in the users that possibly are affecting the energy's quality in the electrical substations. The users are selected from a criticality matrix, which contains parameters as, reactive power consumption with respect to active power, active power consumption of the client with respect to the circuit or line, type of service, short-term perceptibility per phase, Total harmonic distortion of voltage per phase, voltage unbalance, to then perform the measurements using a instruments has the normative characteristics, in order to verify that the parameters are within the limits and finally to propose recommendations for the improvement of the energy's quality in the users who aren't complying with the limits.

* Degree work.

** Faculty of Physical-Mechanical Engineerings. School of Electrical, Electronics and Telecommunications Engineering. Advisor: Dra. María Alejandra Mantilla Villalobos Co-advisor: Ing. Gilber Gabriel Pacheco Llain, Ing. Sergio Andrés Cespedes Carvajal

Introducción

En la actualidad el estudio de la calidad de la energía ha adquirido gran importancia debido a que las empresas para aumentar su competitividad y optimizar sus procesos productivos están usando dispositivos electrónicos y equipos digitales que contienen cargas no lineales, para la automatización de los procesos, sin embargo, la implementación de estos dispositivos afectan la calidad de la energía eléctrica, ocasionando distorsión en la formas de onda de las señales de tensión, corriente y desviaciones en la frecuencia que pueden provocar un mal funcionamiento o la avería de los equipos conectados a la instalación eléctrica, por lo cual los operadores de red están implementando equipos de monitorización que les permiten identificar las fuentes, causas y características de las perturbaciones, con el fin de garantizar la calidad de la energía en sus sistemas eléctricos.

Organismos internacionales como el IEEE (Institute of Electrical and Electronic Engineer) y la IEC (International Electrotechnical Commission) estipulan algunas de las normas que rigen actualmente los temas relacionados con la calidad de la energía eléctrica y la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas) ha establecido algunas de estas normas de carácter obligatorio en algunas de sus resoluciones. En esta monografía, se revisaron las normas IEEE 1159 (Recommended practice for monitoring electric power quality), IEEE 519 (Recommended Practice and requirements for harmonic control in electric power systems), IEC 61000-4-30 (Testing and measurement techniques – Power quality measurement methods), y las resoluciones CREG: CREG 024-2015, CREG 016-2007, CIRCULAR CREG No16 de 2017, entre otras.

En este trabajo de grado se busca seguir una metodología que permita realizar la medición y análisis de parámetros de calidad de la energía, en los usuarios que más afectan la calidad de la energía en la subestación Palos de la Electrificadora de Santander S.A E.S.P, utilizando un instrumento de medición (DRANETZ) que cuenta con las características normativas, con el fin de verificar que los parámetros se encuentren dentro de los límites y proponer recomendaciones en caso que estos no se encuentre dentro de los límites.

En el primer capítulo se proporciona una descripción de los conceptos básicos que corresponden a la terminología utilizada para describir los fenómenos electromagnéticos que afectan la calidad de la energía eléctrica junto con las causas típicas, los efectos y las formas para mitigar estos. Además, se presentan los límites de perceptibilidad de corta duración, distorsión armónica total de tensión y desbalance de tensión.

En el segundo capítulo se presenta un marco contextual sobre las normas internacionales relacionadas con la calidad de la energía eléctrica como son las IEEE, IEC y las resoluciones de la CREG relacionadas con la monitorización de la calidad de la energía eléctrica.

En el tercer capítulo se presenta la metodología planteada a la Electrificadora de Santander S.A E.S.P, para la medición y análisis de los eventos relacionados con la calidad de la energía eléctrica en la Subestación Palos.

En el cuarto capítulo se presenta el resultado de la implementación de la metodología propuesta en el tercer capítulo para identificar los usuarios que más afectan la calidad de la energía, para ello inicialmente se realiza un diagnóstico en las barras de los niveles 2 y 3, luego se construye una matriz de criticidad que indica los usuarios a los cuales se les realiza el estudio de calidad de la energía y por último se realiza un análisis de los resultados obtenidos.

Finalmente, se presentan las conclusiones del trabajo de grado. El Anexo A presenta los módulos de configuración del equipo seleccionado para la monitorización de los parámetros de calidad de la energía mientras que el Anexo B muestra el formato de inspección e instalación de calidad de la potencia.

1. Fenómenos electromagnéticos relacionados con la calidad de la energía

De acuerdo al estándar IEEE 1159(IEEE, 2009), la calidad de la energía eléctrica se define como la gran variedad de fenómenos electromagnéticos que caracterizan la tensión y la corriente en un instante dado y en un punto determinado del sistema eléctrico. Por esta razón en este capítulo se realiza una descripción de estos fenómenos electromagnéticos junto con las causas típicas, los efectos y las formas para mitigar dichos fenómenos (IEEE, 2009), (ICONTEC, 2008). Adicionalmente se presentan los límites de perceptibilidad de corta duración, distorsión armónica total de tensión y desbalance de tensión.

1.1 Transitorios

Son variaciones de tensión en estado estacionario que ocurre en tiempos de microsegundos debido a que se presentan cambios inesperados en el sistema, existen dos tipos de transitorios, oscilatorio o impulsivo.

1.1.1 Transitorios oscilatorios. Un transitorio oscilatorio es un cambio repentino de la tensión, corriente o ambos a una frecuencia diferente a la de suministro, que incluye valores positivos y negativos. En este tipo de transitorio los valores instantáneos de la corriente y tensión cambian de polaridad rápidamente. Estos se describen por su magnitud, duración y contenido espectral (ver Figura 1).

Estos son causados por maniobras en líneas y equipos del sistema, en particular, la energización de bancos de condensadores, conmutación de cargas inductivas, alta frecuencia en disparos en tiristores, entre otros.

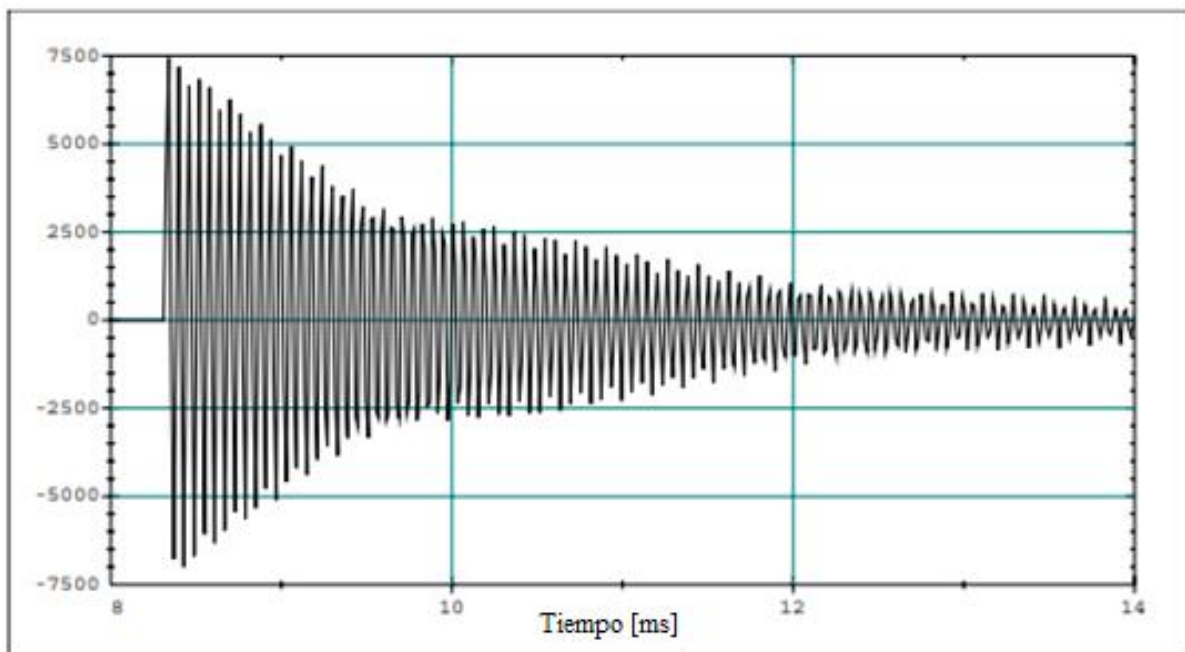


Figura 1. Transitorio oscilatorio, Nota. Tomada de IEEE 1159 de 2009.

Existen transitorios oscilatorios de alta, media y baja frecuencia.

1.1.1.1 Transitorios de alta frecuencia. Su componente principal tiene una frecuencia mayor a 500 kHz y una duración típica en microsegundos (o varios ciclos de frecuencia principal). Estos transitorios son debido a algún tipo de maniobra o por respuesta del sistema local a un transitorio impulsivo.

1.1.1.2 Transitorios de media frecuencia Es un transitorio con un componente principal que tiene una frecuencia entre 5 kHz y 500 kHz con una duración de decenas de microsegundos (o varios ciclos de la frecuencia fundamental) este fenómeno se produce cuando un banco de condensadores se energiza en estrecha proximidad eléctrica a un banco de condensadores ya en servicio.

1.1.1.3 Transitorio de baja frecuencia. Es un transitorio con una componente de frecuencia principal inferior a 5 kHz y una duración de 0,3 ms a 50 ms. Estos transitorios se encuentran frecuentemente en sistemas de subtransmisión y distribución y son causados por diversos tipos de eventos, principalmente la activación de los bancos de condensadores.

1.1.2 Transitorios impulsivos. Es un cambio repentino de la tensión, corriente o ambos en condiciones de estado estable, el cual tiene un cambio unidireccional en polaridad. Estos fenómenos son descritos por su contenido espectral y se caracterizan normalmente por sus tiempos de subida y bajada (ver Figura 2).

Estos transitorios son causados comúnmente por descargas atmosféricas y son amortiguados rápidamente por elementos de circuitos resistivos.

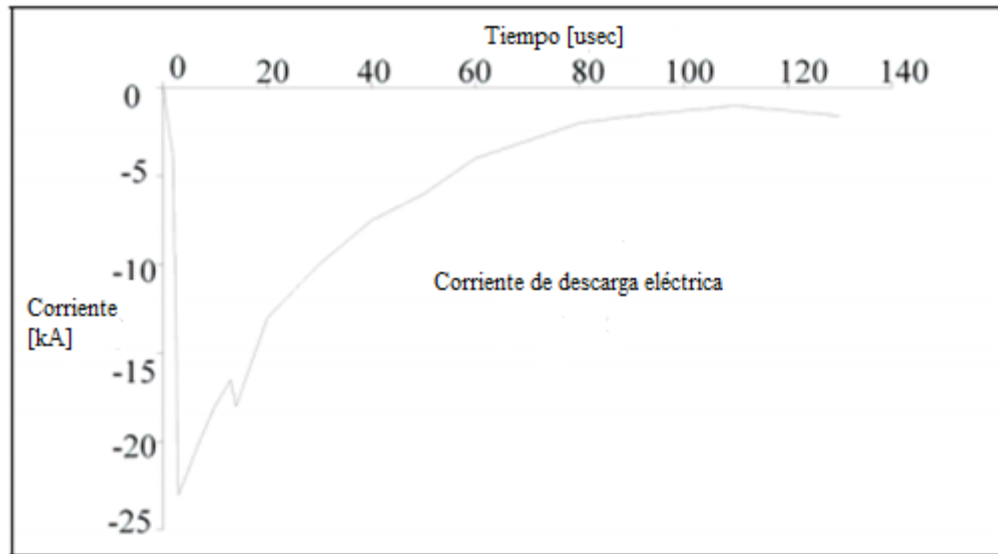


Figura 2. Transitorio impulsivo, Nota. Tomada de IEEE 1159 de 2009.

1.2 Variaciones de corta duración

Son variaciones del valor eficaz de la tensión inferior al 10% de tensión declarada con una duración menor a 1 minuto, dependiendo del punto donde ocurre la falla y de las condiciones del sistema, puede ocurrir diferentes tipos de variaciones, ya sea aumentos temporales de tensión (swell), caídas de tensión (sag o hundimiento) o pérdida completa de la tensión (interrupción). Además, estas variaciones pueden ser instantáneas, momentáneas o temporales dependiendo de la duración.

1.2.1 Aumento temporal de tensión (swell). Es un aumento en el valor eficaz de la tensión por encima del 1,1 p.u. con duración de 0,5 ciclos a 1 min. Los swell pueden ser causados por la desconexión de grandes cargas y la conexión de grandes bancos de condensadores. La Figura 3 muestra una elevación temporal de tensión en las fases no falladas durante una falla línea a tierra, el gráfico inferior representa la tensión instantánea y la gráfica superior muestra el valor eficaz de la tensión instantánea.

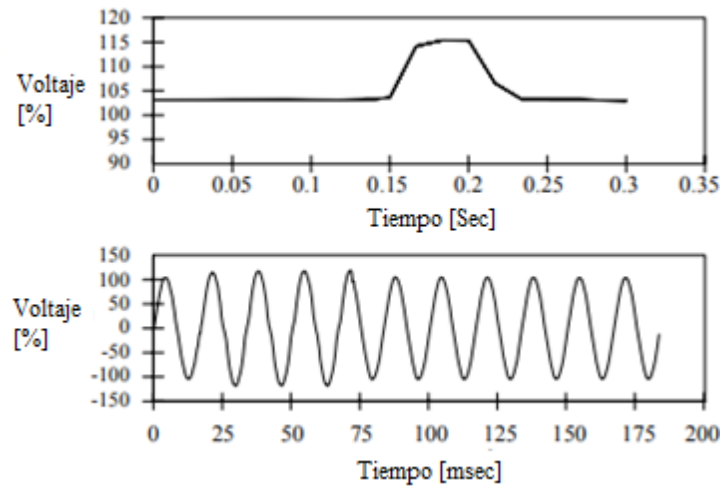


Figura 3. Aumento temporal de tensión, Nota. Tomada de IEEE 1159 de 2009.

1.2.2 Caída de tensión (sag o hundimiento). Es una disminución en el valor eficaz de la tensión entre 0,1 p.u. y 0,9 p.u que se presenta en un punto del sistema eléctrico durante 0,5 ciclos a 1 minuto. Los hundimientos de tensión son caracterizados por su duración y por la magnitud de la caída (ver Figura 4).

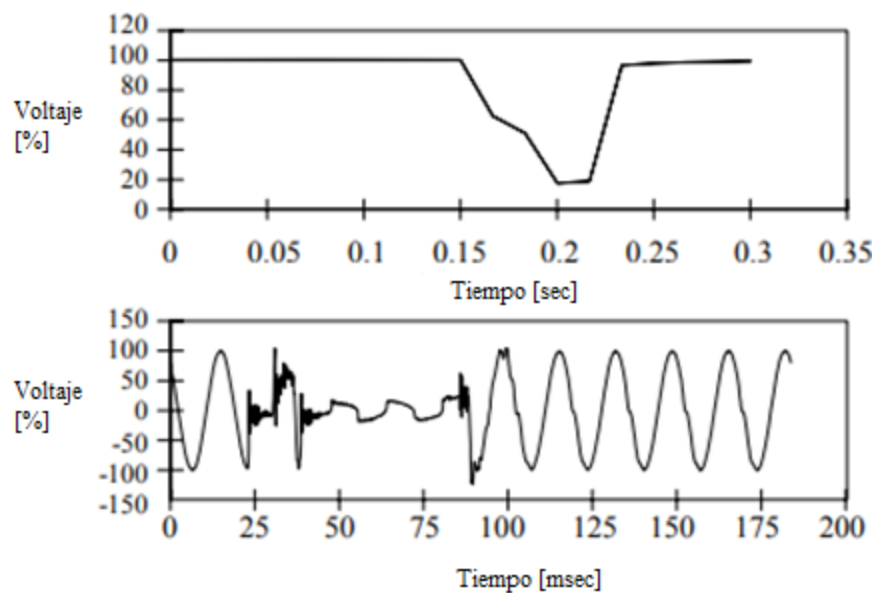


Figura 4. Caída de tensión, Nota. Tomada de IEEE 1159 de 2009.

1.2.3 Pérdida de tensión (interrupción). Una interrupción ocurre cuando la tensión de alimentación disminuye a menos de 0,1 p.u. Este tipo de fenómeno se presenta principalmente en redes de media tensión por la acción de dispositivos diseñados para proteger el sistema de cortocircuitos, lo cual trae efectos negativos como interrupción de procesos y equipos, apagado de sistema de iluminación, desprogramación de PLCs y equipo electrónico, entre otros. La Figura 5 presenta una interrupción momentánea durante el cual la tensión cae a cero durante aproximadamente 2,3 [s], la gráfica superior representa la variación del valor eficaz de todo el evento y la gráfica inferior representa la tensión instantánea durante el inicio del evento.

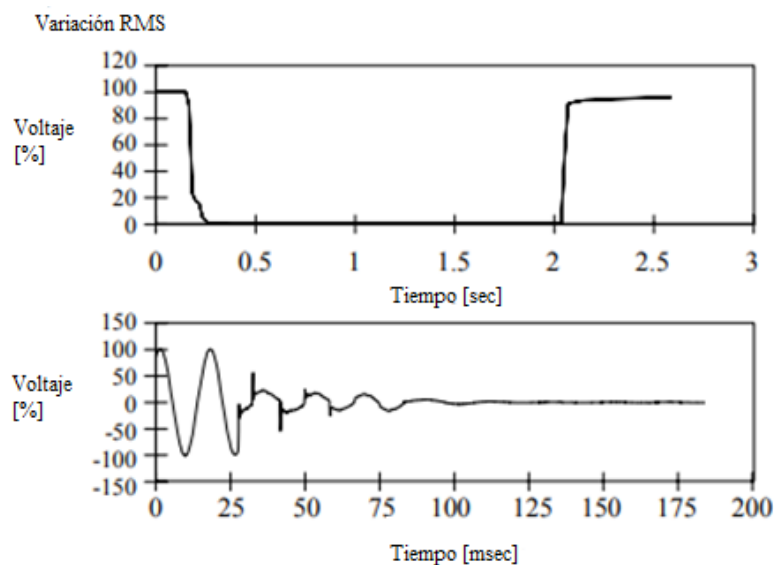


Figura 5. Pérdida de tensión, Nota. Tomada de IEEE 1159 de 1995.

1.3 Variaciones de tensión de larga duración

Son variaciones en el valor eficaz de la tensión eficaz durante más de 1 minuto, este evento se presenta por las variaciones de grandes cargas eléctricas y se puede mitigar utilizando los taps de los transformadores de las subestaciones. Existen tres tipos de variaciones:

1.3.1 Subtensiones. Son variaciones del valor eficaz de la tensión entre un 0,8-0,9 p.u. por más de un minuto, éstas se presentan por la conexión de grandes cargas o por tener circuitos sobrecargados.

La presencia de subtensiones puede causar un funcionamiento inadecuado en los equipos, incremento de las pérdidas por calentamiento en motores de inducción debido al aumento en el consumo de corriente del motor.

1.3.2 Sobretensiones Es el aumento del valor eficaz de la tensión mayor que el 1,1 p.u por más de 1 minuto, estas se presentan por la desconexión de una gran carga, ajuste incorrecto de los taps del transformador.

La presencia de sobretensiones trae varios problemas como, por ejemplo: fallas en los equipos, mala operación de los motores ya que ocasiona cambios de velocidad, aumento de la capacidad de potencia que entregan los bancos de condensadores, entre otros.

1.3.3 Interrupción sostenida. Es cuando el valor eficaz de la tensión cae a menos del 0,1 p. u de su valor nominal por más de 1 minuto. Si se presenta esta interrupción es necesaria la intervención de personal que realice su restauración.

1.4 Desequilibrio de tensión

Este parámetro caracteriza la magnitud y asimetrías del ángulo de fase de las tensiones trifásicas en operación de estado estable, este desequilibrio de tensión está definido como la relación entre la componente de secuencia negativa respecto a la de secuencia positiva de la tensión.

La causa principal que genera desbalances de tensión son las cargas monofásicas no balanceadas sobre sistemas trifásicos, la presencia de este fenómeno trae efectos negativos como, la reducción de capacidad de carga en motores y reducción de la vida útil del aislamiento en motores por sobrecalentamiento.

1.5 Distorsión de la forma de onda

Es la deformación de la forma de onda de las señales de tensión y corriente en estado estable. Se caracteriza principalmente por su contenido espectral. La distorsión se presenta por la conexión de cargas no lineales o variantes en el tiempo y se modela matemáticamente, obteniendo los siguientes parámetros: la componente de continua, las componentes armónicas las componentes sub-armónicas, las componentes inter-armónicas y las componentes supra-armónicas.

1.5.1 Componente de continua Es la cuantificación de una tensión o corriente directa en un sistema de potencia de corriente alterna. Este fenómeno ocurre por la rectificación de media onda o por controladores asimétricos de luces incandescentes.

La presencia de corriente directa en sistemas de corriente alterna afecta los núcleos de los transformadores porque los polariza de tal forma que se saturan en operación normal causando el calentamiento, además este fenómeno aumenta la corrosión en los electrodos de puesta a tierra, conectores y conductores.

1.5.2 Componentes armónicas Corresponde al modelado matemático de la distorsión de las señales de tensión y corriente como ondas de tensión o corriente que tienen frecuencias que son

múltiplos enteros de la frecuencia a la cual el sistema de potencia opera y permiten la representación de señales periódicas distorsionadas como la suma de estas componentes armónicas. La distorsión de las señales de tensión y corriente, reducen el rendimiento de los sistemas de generación, transmisión y distribución (Baggini, 2008).

La Figura 6 muestra las componentes armónicas de órdenes 2,3, 4 y 5 para una frecuencia fundamental de 60 Hz.

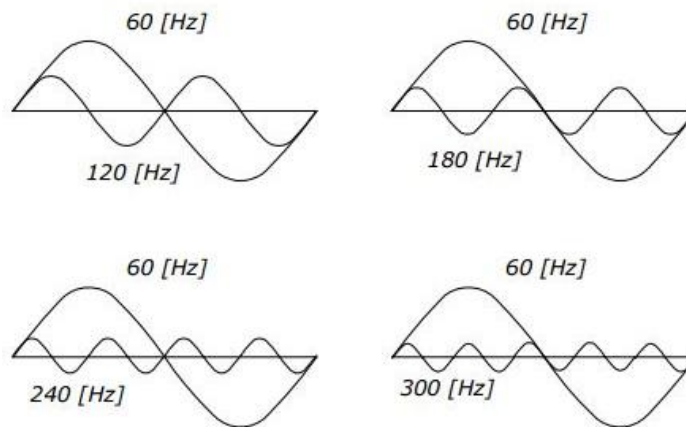


Figura 6. Componentes armónicas de una onda sinusoidal con frecuencia fundamental de 60 [Hz].

Una señal distorsionada se puede descomponer en términos de ondas sinusoidales de diversas frecuencias y amplitudes (componentes armónicas), como se observa en la Figura 7 (a) y (b). En este ejemplo, al obtener el modelado matemático de las ondas se tiene que en el caso de la Figura 7a, la señal distorsionada se puede obtener como la suma de la componente fundamental con un quinto armónico que está en fase con la componente fundamental, mientras que en la figura 7.b, la señal distorsionada se obtiene como la misma componente fundamental y un quinto armónico de igual magnitud pero con un desfase de 180 con respecto a la componente fundamental (Baggini, 2008).

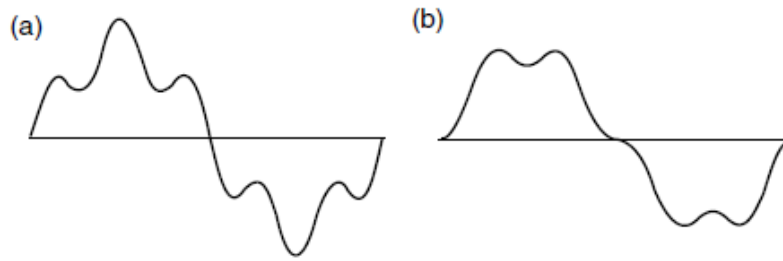


Figura 7. Formas de onda distorsionadas, Nota. Tomada del Handbook of power quality.

Los niveles de distorsión de una señal se pueden describir por el espectro total de las componentes armónicas del modelado matemático obteniendo las magnitudes y ángulos de fase de cada componente armónica individual o puede usarse un criterio llamado la distorsión armónica total (THD).

1.5.3 Interarmónicos. Corresponde al modelado matemático de la distorsión de las señales de tensión y corriente como ondas de tensión o corriente que tienen frecuencias que no son múltiplos enteros de la frecuencia a la cual el sistema de potencia, las principales cargas que tienen este tipo de distorsión son: los ciclo convertidores, los hornos de inducción, los hornos de arco, los soldadores de punto, los convertidores estáticos de frecuencia y los equipos de control que no están sincronizados con la frecuencia del sistema.

1.5.4 Muecas de tensión Son perturbaciones periódicas que se presentan en la forma de onda de la señal de tensión de algunos convertidores de potencia. Esta perturbación se presenta por el funcionamiento normal de los dispositivos de electrónica de potencia cuando la corriente conmuta de una fase a otra. Los conversores trifásicos que producen corriente DC, son los principales generadores de muecas de tensión (ver Figura 8).

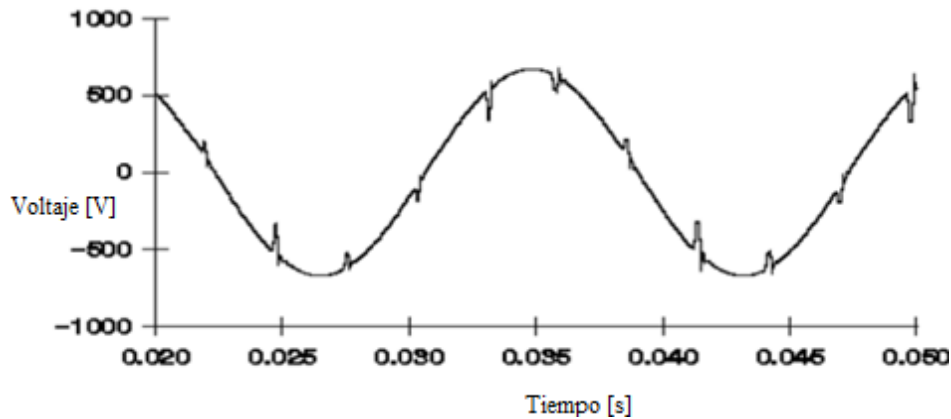


Figura 8. Muecas de tensión, Nota. Tomada de IEEE 1159 de 2009.

1.5.5 Ruido. Son señales eléctricas indeseadas en el sistema, con contenido espectral de banda ancha menor a 200 kHz, que se superponen a la tensión o a la corriente de los conductores de fase. Este fenómeno es causado por dispositivos electrónicos de potencia, circuitos de control, equipos de arco eléctrico, cargas con rectificadores de estado sólido, y fuentes de alimentación conmutadas.

El ruido ocasiona perturbación en dispositivos electrónicos tales como microordenadores y controladores programables, pero esto puede ser mitigado mediante el uso de filtros, transformadores de aislamiento y acondicionadores de línea.

1.6 Fluctuaciones de tensión (flicker)

Son una serie de fluctuaciones aleatorias o continuas de tensión, que son producidas por cargas que tiene variaciones cíclicas significativas, especialmente en el componente reactivo.

Una de las causas más comunes de las fluctuaciones de tensión en los sistemas de transmisión y distribución son los hornos de arco. La Figura 9 muestra la forma de onda de tensión que produce un horno de arco.

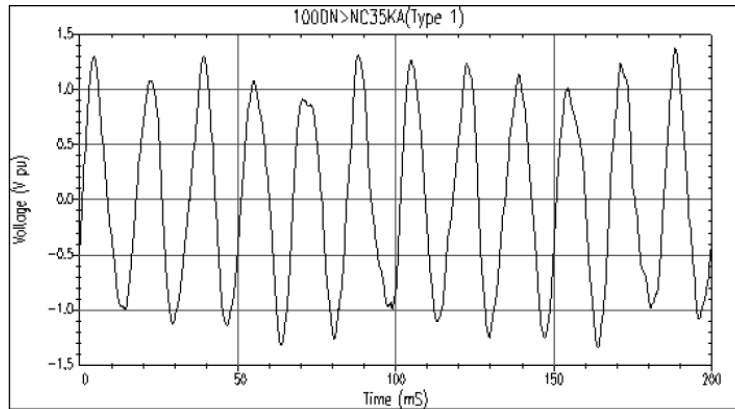


Figura 9. Fluctuaciones de tensión, Nota. Tomada de IEEE 1159 de 2009.

1.7 Variaciones de la frecuencia de alimentación

Es un incremento o decremento de la frecuencia fundamental con respecto a su valor nominal especificado. Estas variaciones se producen cuando hay un desequilibrio entre la carga y la capacidad de generación disponible.

En la Tabla 1, se presenta un resumen de los fenómenos electromagnéticos que afectan la calidad de la energía, cada uno con su contenido espectral típico, duración típica y la magnitud de tensión típica. Con estos parámetros es posible clasificar los resultados de la medición e identificar los fenómenos electromagnéticos que afectan la CPE.

Tabla 1.

Categorías y características típicas de los fenómenos de calidad de la energía según IEEE_1159_de_2009.

Categoría	Espectro de frecuencia(típico)	Duración (típico)	Magnitud de la tensión (típica)
1. Transitorios			
1.1 Impulsivos			
1.1.1 Nanosegundos	tr = 5 ns	< 50 ns	
1.1.2 Microsegundos	tr = 1 μ s	50 ns – 1 ms	
1.1.3 Milisegundos	tr = 0,1 ms	> 1 ms	
1.2 Oscilatorios			
1.2.1 Frecuencia baja	< 5 KHz	0,3 - 50 ms	0 – 4 p.u
1.2.2 Frecuencia media	5 – 500 KHz	20 μ s	0-8 p.u
1.2.3 Frecuencia alta	0,5 – 5 MHz	5 μ s	0-4 p.u
2. Variaciones de corta duración			
2.1 Instantáneas			
2.1.1 Sag		0,5 ciclos - 30 s	0,1 – 0,9 p.u
2.1.2 Swell		0,5 ciclos - 30 s	1,1 – 1,8 p.u
2.2 Momentáneas			
2.2.1 Interrupción		0,5 ciclos - 3 s	< 0,1 p.u
2.2.2 Sag		30 ciclos - 3 s	0,1 – 0,9 p.u
2.2.3 Swell		30 ciclos - 3 s	1,1 – 1,4 p.u
2.3 Temporales			
2.3.1 Interrupción		>3 s – 1 min	< 0,1 p.u
2.3.2 Sag		>3 s – 1 min	0,1 – 0,9 p.u
2.3.3 Swell		>3 s – 1 min	1,1 – 1,2 p.u
3. Variaciones de larga duración			
3.1 Interrupción sostenida			
3.1 Interrupción sostenida		> 1 min	0,0 p.u
3.2 Subtensión			
3.2 Subtensión		> 1 min	0,8 – 0,9 p.u

Categoría	Espectro de frecuencia(típico)	Duración (típico)	Magnitud de la tensión (típica)
3.3 Sobretensión		> 1 min	1,1 – 1,2 p.u
4. Desbalance			
4.1 Voltaje		Estado estacionario	0,5 – 2%
4.2 Corriente		Estado estacionario	1 – 30%
5. Distorsión de onda			
5.1 Componente D.C		Estado estacionario	0 – 0,1%
5.2 Armónicos	0 – 9 kHz	Estado estacionario	0 – 20%
5.3 Interarmónicos	0 – 9 kHz	Estado estacionario	0 – 2%
5.4 Notch		Estado estacionario	
5.5 Ruido	Banda ancha	Estado estacionario	0 – 1%
6. Fluctuaciones de tensión (Parpadeo)	< 25 Hz	Intermitente	0,1 – 7% 0,2 – 2 P _{st}
7. Variaciones de la frecuencia del sistema		< 10 s	±0,10 Hz

1.8 Perceptibilidad de corta duración (Pst)

Es un indicador de la perceptibilidad de un equipo o sistema, ante fluctuaciones de tensión durante un periodo de tiempo corto (10 minutos), obtenido de forma estadística a partir del tratamiento de la señal de tensión. La forma de calcularlo se define en el estándar IEC-61000-4-15.

La severidad del parpadeo de corta duración debe ser menor o igual a los valores establecidos en la Tabla 2 (IEEE Std 1453-2015 (Revision of IEEE Std 1453-2011), 2015).

Tabla 2.

Límites de perceptibilidad de corta duración.

Nivel de tensión	P _{st_95}
1	1,0
2	0,9
3	0,9
4	0,8
STN	0,8

1.9 Distorsión armónica total de tensión (THDV)

Es un indicador de la distorsión armónica total de tensión, respecto de la onda estándar, expresada en porcentaje y se define como la relación entre el valor eficaz de todas las componentes armónicas distintas a la fundamental, con respecto al valor eficaz correspondiente a la componente fundamental (IEEE Std 519TM-2014, 2014).

Las mediciones de la distorsión armónica total de tensión y de la distorsión armónica individual realizadas en cualquier punto del SIN, durante una semana, debe ser menor o igual a los valores establecidos en la Tabla 3 (IEEE Std 519TM-2014, 2014).

Tabla 3.

Límites de distorsión armónica total de tensión.

Rango de tensión	Distorsión armónica individual	THDV
$V \leq 1,0 \text{ kV}$	5,0%	8,0%
$1,0 \text{ kV} \leq V \leq 69 \text{ kV}$	3,0%	5,0%
$69 \text{ kV} \leq V \leq 161 \text{ kV}$	1,5%	2,5%
$161 \text{ kV} < V$	1,0%	1,5%

1.10 Límites del desbalance de tensión

El percentil 95 de las mediciones de la relación V_2/V_1 realizadas en cualquier punto del SIN, durante una semana, debe ser menor o igual a los valores establecidos en la tabla 4 (CREG, 2012).

Tabla 4.

Límites de desbalance de tensión.

Nivel de tensión	Relación $V_2/V_{1_{95}}$
1	2,0%
2	2,0%
3	2,0%
4	1,5%
STN	1,5%

2. Normas y reglamentación para la medición de la calidad de energía eléctrica

En este capítulo se presenta un marco contextual sobre las normas y reglamentación relacionada con la calidad de la energía eléctrica que se estudió para el desarrollo del trabajo de grado.

2.1 IEEE 1159-2009: Práctica recomendada para la monitorización de la calidad de la energía eléctrica

Esta norma fue publicada con el fin de establecer una guía para la medición de la calidad de la energía, esta guía pretende ayudar a los usuarios y fabricantes de equipos y software, describiendo técnicas para definir, medir, cuantificar e interpretar perturbaciones electromagnéticas en el sistema, además como muchas entidades del sector eléctrico han utilizado diferentes terminologías para describir los fenómenos electromagnéticos que se presentan en las ondas de tensión y corriente, esta guía presenta algunos términos y definiciones para dichos fenómenos con el fin de estandarizarlos.

Realizar una monitorización de la calidad de la energía puede evitar que se produzcan interrupciones en los equipos de una empresa, lo cual económicamente es un beneficio para la empresa porque se reducen los gastos en mantenimiento y compra de nuevos equipos, por lo tanto, a continuación, se describen algunos pasos y condiciones que se deben tener en cuenta antes y durante la monitorización, para realizar una buena técnica de medición y así obtener mediciones correctas para su interpretación.

1. Determinar los objetivos de la medición.
2. Ubicación del equipo de calidad de la energía que dependerá de los objetivos planteados en el punto 1.
3. Obtener el diagrama unifilar del circuito eléctrico que se va a monitorear.
4. Localizar las fuentes que afectan la calidad de la energía.
5. Realizar una conexión apropiada del equipo al sistema eléctrico.

6. Luego de realizar la instalación del equipo, recopilar la información necesaria para cumplir con los objetivos planteados en el punto 1.
7. Fijar los umbrales de medición para que los datos recogidos sean útiles. (Los umbrales se deben establecer por debajo de los niveles de susceptibilidad del equipo).
8. Determinar el tiempo durante el cual se va a realizar la medida.
9. Interpretar los resultados obtenidos en la monitorización y dar soluciones a las problemáticas que se hayan presentado.

2.2 IEEE 519-2014: Recomendaciones prácticas y requerimientos para el control de armónicos en sistemas eléctricos de potencia

Esta norma fue desarrollada como guía en el diseño de sistemas de energía con cargas no lineales, con el fin de regular y limitar la distorsión de las señales de corriente y tensión causados por dichas cargas. Los límites de esta norma están destinados a la aplicación en un punto de acoplamiento común (PCC) entre el propietario o el operador del sistema y un usuario.

En el PCC, los propietarios u operadores del sistema deben limitar la distorsión de las componentes armónicas del modelo matemático de la Serie de Fourier de la señal de tensión de acuerdo a lo establecido en la Tabla 5.

Tabla 5.

Límites de distorsión armónica de tensión según IEEE_519_2014.

Rango de tensión	Distorsión armónica individual	THDV
$V \leq 1,0 \text{ kV}$	5,0%	8,0%
$1,0 \text{ kV} \leq V \leq 69 \text{ kV}$	3,0%	5,0%

Rango de tensión	Distorsión armónica individual	THDV
$69 \text{ kV} \leq V \leq 161 \text{ kV}$	1,5%	2,5%
$161 \text{ kV} < V$	1,0%	1,5%

Además, esta norma presenta los límites de distorsión de las componentes armónicas del modelo matemático de la Serie de Fourier de la señal de corriente para usuarios que tengan tensiones de 120 V a 69 kV, 69 kV a 161 kV y 161kV para arriba, como se muestra en la Tabla 6. Donde, la relación I_{sc}/I_L representa el tamaño del usuario, I_{sc} es la corriente de cortocircuito disponible en el punto de acoplamiento común, I_L es la máxima corriente fundamental demandada y TDD es la Distorsión Total de Demanda.

Tabla 6.

Valores límites de distorsión armónica individual y distorsión total de demanda (TDD) en porcentaje de corriente de carga (IL) (armónicos impares) según IEEE_519_2014.

Límites de distorsión en corriente para sistemas de distribución $120 < V_n \leq 69 \text{ kV}$						
Relación I_{sc}/I_L	$3 < h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$h \geq 35$	TDD
< 20	4	2	1,5	0,6	0,3	5
20 < 50	7	3,5	2,5	1	0,5	8
50 < 100	10	4,5	4	1,5	0,7	12
100 < 1000	12	5,5	5	2	1	15
> 1000	15	7	6	2,5	1,4	20
Límites de distorsión en corriente para sistemas de subtransmisión $69 \text{ kV} < V_n \leq 161 \text{ kV}$						
Relación I_{sc}/I_L	$3 < h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$h \geq 35$	TDD
< 20	2	1	0,75	0,3	0,15	2,5
20 < 50	3,5	1,75	1,25	0,5	0,25	4
50 < 100	5	2,25	2	0,75	0,35	6

Límites de distorsión en corriente para sistemas de subtransmisión $69 \text{ kV} < V_n \leq 161$						
kV						
7,5100<1000	6	2,75	2,5	1	0,5	7,5
>1000	7,5	3,5	3	1,25	0,7	10
Límites de distorsión en corriente para sistemas de transmisión $V_n \geq 161 \text{ kV}$						
< 25	1	0,5	0,38	0,15	0,1	1,5
25 < 50	2	1	0,75	0,75	0,15	2,5
≥ 50	3	1,5	1,15	1,15	0,22	3,75

2.3 IEEE 1564-2014 Guía para los índices de hundimientos de tensión

Esta norma identifica los índices apropiados de caída de voltaje y las características de potencia eléctrica y alimentación de los sistemas, así como los métodos para calcularlos. Se proporcionan métodos para cuantificar la gravedad de los eventos de caída de voltaje individuales, para cuantificar el rendimiento en una ubicación específica (índices de sitio único) y para cuantificar el rendimiento de todo el sistema (índices del sistema). Se presentan múltiples métodos para cada uno. Los métodos son apropiados para su uso en sistemas de energía eléctrica de transmisión, distribución y utilización.

2.4 IEC_61000-4-30-2015 técnicas de ensayo y medición – métodos de medición de calidad de la potencia

Esta norma establece los métodos para la medición y la interpretación de resultados para parámetros de calidad de potencia presentes en los sistemas de potencia, dependiendo del objetivo

de la medición se pueden medir todos o algunos de los fenómenos de la calidad de la energía utilizando los tipos de medición clase A y clase S, los cuales se definirán a continuación.

Clase A: Esta clase de medición se utiliza cuando se necesita precisión en las mediciones, por ejemplo, para aplicaciones contractuales, la verificación del cumplimiento de normas, etc. Cualquiera de las mediciones de un parámetro realizado con dos instrumentos diferentes que cumplan con los requisitos de la Clase A, al medir las mismas señales, producirá resultados coincidentes en la incertidumbre especificada para ese parámetro.

En esta clase de medida el tiempo de medición en estado estacionario de la tensión y corriente es de 12 ciclos para un sistema de 60 [Hz] y de 10 ciclos para un sistema de 50 [Hz].

Clase S: Esta clase de medición puede ser utilizada para estudios estadísticos, aplicaciones de solución de problemas y otras aplicaciones donde no se requiera un bajo valor incertidumbre. Para estas mediciones se debe tener en cuenta que cada factor o parámetro a medir tiene diferentes clases de potencia. Por esto cada fabricante de analizador de red eléctrica deberá incluir los rangos de incertidumbre que puedan influir en las mediciones.

En esta clase de medida el tiempo de medición en estado estacionario de las señales de tensión y corriente es el mismo que para clase A.

En la Tabla 7 se muestran los rangos en los cuales puede estar la medición de cada uno de los fenómenos que afectan la calidad de la energía, utilizando equipos de las clases A y S.

Tabla 7.

Rangos de variación de los parámetros *IEC_61000-4-30_2015*

Parámetros del CEL	Rango de variación clase A	Rango de variación clase S
Frecuencia	51 – 69 [Hz]	51 – 69 [Hz]
Magnitud de la tensión de alimentación	10% a 150% de la U_{din}	20% a 120% de la U_{din}
Parpadeo	0,2 P_{st} a 10,0 P_{st}	0,4 P_{st} a 4,0 P_{st}
Depresiones y aumentos de la tensión de alimentación	N/A	N/A
Interrupciones de tensión	N/A	N/A
Desequilibrio	0,5 a 5% U_2 0,5 a 5% U_0	1 a 5% U_2 1 a 5% U_0
Armónicos	10 % al 200 % De la Clase 3 de IEC 61000-2-4	10 % al 100 % De la Clase 3 de IEC 61000-2-4
Interarmónicos	10 % al 200 % De la Clase 3 de IEC 61000-2-4	SBM
N/A= No aplica SBM= Especificados por el fabricante		

2.5 Resolución CREG-024-2005 normas de calidad de la potencia eléctrica

Modifica las normas de calidad de la potencia eléctrica aplicables a los servicios de distribución de energía eléctrica e indica los equipos de medición que se tienen que utilizar para medir la calidad de potencia, estos equipos deben tener al menos las siguientes características:

- Medir la distorsión armónica total de tensión (THDV), de acuerdo al estándar IEEE 519 (1992), para el barraje.

- Medir el nivel de desbalance de tensión para el barraje.
- Medir hundimientos y picos, de acuerdo al estándar IEC 61000-4-30.
- Medir la frecuencia y duración de interrupciones superiores a un minuto (Continuidad del servicio).
- Medir la desviación estacionaria de la tensión rms.
- Medir el indicador Pst, de acuerdo al estándar IEC-61000-4-15.
- Contar con un sistema de procesamiento de datos capaz de realizar descargas automáticas de información, de estas medidas, en medio magnético, desde los medidores, y capaz de generar de forma automática los reportes indicados en el literal e) del artículo 5, de la presente resolución.

Además, propone un plan para la instalación del sistema de medición y registro, 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.

La información recolectada tiene que ser almacenada en dos archivos Excel, llamados CEL_semana_j_PM.xlsx, y ET_semana_j_PM.xlsx (Donde j corresponde al número de la semana y PM corresponde al nombre del punto de medida). Para cada intervalo de tiempo (10 minutos) el archivo CEL registra la fecha y hora en cual comienza el periodo de evaluación del Pst, el número de interrupciones que comenzaron en el intervalo y la duración total de las interrupciones durante este (en segundos), el número de desviaciones estacionarias de tensión (DET) que comenzaron en el intervalo, y la duración total de las DET durante éste (en segundos), el valor del Pst para cada fase medida y el desbalance de tensión, y en el archivo ET para cada intervalo de tiempo (10 minutos) se registra la fecha y hora en el cual comienza el evento, la mayor desviación (positiva o negativa) por fase y la duración del evento (en segundos). Esta información tiene que ser enviada

semanalmente a la CREG con los parámetros y requisitos estipulados en esta norma en el artículo 6 (CREG, 2005).

2.6 Resolución CREG-016-2007 normas de calidad de la potencia eléctrica

Esta norma modifica los artículos 3,4 y 5 de la CREG 024 de 2005. En el artículo 2 establece que la medición debe ser clase A para los indicadores de calidad, en el artículo 3 fija la instalación del sistema de medición y registro en el 100% de las barras y circuitos de las subestaciones de nivel 4,3 y 2. Por otra parte modifica los plazos para corregir las deficiencias en la calidad de la potencia suministrada, mencionando que el usuario causante del problema tiene un plazo de 8 días para ponerse de acuerdo con el OR para darle solución al problema.

2.7 Circular No. 016 de la CREG. actualización del estudio diagnóstico de la calidad de la potencia

En esta circular se establece el alcance de la actualización del diagnóstico de la calidad de la potencia que deben realizar los OR, la información a utilizar y los formatos de reporte a la comisión. Además, muestra los indicadores que deben calcularse por punto de medida y por nivel de tensión de su sistema.

- 1. Indicadores en el punto de medida:** En cada punto de medida asociado a las barras de nivel de tensión 4,3 y 2 de la subestación se debe calcular los percentiles 95 y 99 del Pst, distorsión armónica total de tensión (THDV), desbalance de tensión $V2/V1$, teniendo en cuenta todos los valores medidos en cada fase para los indicadores con asterisco (*) y

excluyendo las interrupciones, hundimientos y elevaciones para los indicadores que no tienen el asterisco (CREG, 2017). Además, se tiene que calcular los hundimientos de tensión, elevaciones de tensión e interrupciones de corta duración.

- 2. Indicadores por nivel de tensión:** Para el cálculo de estos indicadores, la información de energía de entrada en las barras puede ser estimada utilizando balances de energía o valores disponibles en otros sistemas de información.

Para cada nivel de tensión del sistema del OR se deben calcular los percentiles 95 y 99 del promedio ponderado de los indicadores Pst*_95, Pst_95, Pst*_99, Pst_99, THDV*_95, THDV_95, THDV*_99, THDV_99, V2/V1*_95, V2/V1_95, V2/V1*_99, V2/V1_99. Además, se tiene que calcular el promedio ponderado de los hundimientos de tensión, elevaciones de tensión e interrupciones de corta duración.

3. Metodología para medir y analizar los parámetros de calidad de la potencia eléctrica

En este capítulo se presenta la metodología que se propone para la medición y análisis de los parámetros de calidad de la potencia eléctrica en una subestación. Para ello, se tendrá en cuenta las normas internacionales de calidad de la potencia (IEC_61000_4_30_2015, IEEE_1159_2009 e IEEE_519_2014) y la reglamentación nacional (CREG_024_2005, CREG_016_2007, CIRCULAR_No.016_2017 de la CREG) y el proceso de monitorización de calidad de la potencia eléctrica. La metodología consta de los procedimientos que a continuación se describen.

3.1 Conocimiento del problema.

La identificación de los usuarios que presentan mayores deficiencias en la calidad de la potencia eléctrica asociados a la subestación es de vital importancia, ya que con esto se puede identificar y parametrizar los fenómenos que generan y observar las perturbaciones que ocasionan las cargas de estos usuarios, sobre los equipos que se encuentren conectados a su mismo circuito. Para ello se realiza un análisis a nivel de barras de acuerdo a lo establecido en la circular 016 de 2017 de la CREG, con el fin de determinar cuáles de los indicadores presentados en esta, exceden los límites establecidos por las normas, para luego revisar los usuarios asociados a dichas barras y a partir de la información de estos, realizar la matriz de criticidad que permitirá identificar los usuarios que más afectan la calidad de la energía.

3.1.1 Análisis de barras de acuerdo a la circular 016 de la CREG. Los datos necesarios para obtener los indicadores que estipula la circular 016 de 2017 de la CREG, se toman del sistema de gestión de la medida de calidad de la potencia eléctrica (SGMC), que para el caso de la ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A E.S.P es el POWER MONITORING EXPERT, el cual es utilizado para el monitoreo del sistema de distribución (ver Figura 10).

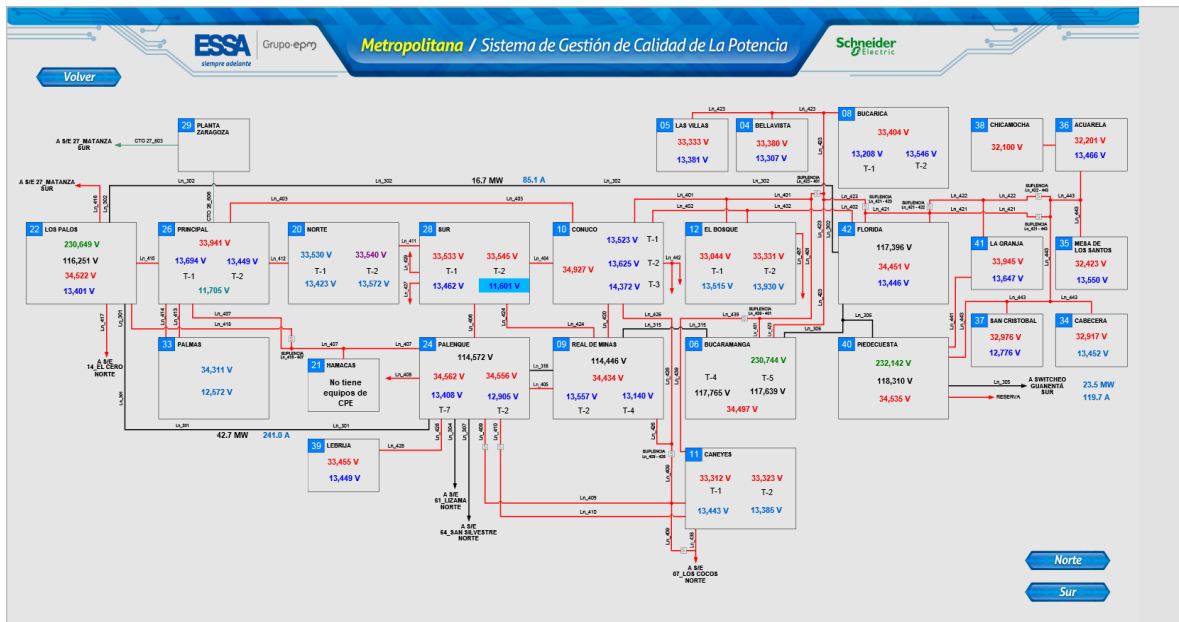


Figura 10. Subestaciones del área metropolitana vistas en el Power Monitoring Expert.

Este sistema genera semanalmente un archivo CEL y ET con los parámetros estipulados por la resolución CREG 024_2015, que se usan para obtener los indicadores descritos en la circular 016 de 2017 de la CREG. Para obtener los indicadores Pst^*_{95} y $V2/V1^*_{95}$, se realiza un análisis estadístico utilizando la función PERCENTIL.EXC de Excel teniendo en cuenta todos los datos de Pst y V2/V1 registrados en el archivo CEL y para obtener los indicadores Pst_{95} y $V2/V1_{95}$, primero se miran los eventos ocurridos en el archivo ET, luego en el archivo CEL se discriminan los datos ocurridos a la hora del evento y por último se realiza el análisis estadístico utilizando la función PERCENTIL.EXC de Excel.

El análisis estadístico de los indicadores $THDV_{95}$ y $THDV^*_{95}$ se debe realizar con los datos del SGMC, debido a que el THDV no se encuentra en los archivos CEL y ET.

3.1.2 Construcción de la matriz de criticidad Una vez realizado el análisis de las barras se procede a construir la matriz de criticidad, la cual tiene la información de los usuarios asociados a

las barras estudiadas con anterioridad. La información que debe contener la matriz de criticidad es:

- **Cuenta:** Número de cuenta del usuario, con el cual se busca la información relacionada con el usuario.

- **Ciente:** Nombre del cliente al que se le va a realizar el estudio de calidad de la energía eléctrica.

- **Clase de servicio:** Es la modalidad de servicio del cliente (Industrial, Comercial, Acueducto, Residencial, Oficial, Alumbrado público).

- **Medida de tensión:** Nivel de tensión de acuerdo a la CREG 015-2018.

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 a 57,5 [kV].

Nivel 2: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 [kV] y menor a 30 [kV].

Nivel 1: Sistemas con tensión nominal menor a 1 [kV].

- **Línea–Circuito:** Código de la línea o circuito del cliente.

- **Capacidad instalada:** Capacidad del transformador en kVA.

- **Consumo promedio de potencia activa:** Es el promedio de potencia activa consumida por el usuario durante los últimos 6 meses.

- **Consumo promedio de potencia reactiva:** Es el promedio de potencia reactiva consumida por el usuario durante los últimos 6 meses.

- **Penalización reactiva promedio:** Es la diferencia entre la mitad de potencia activa promedio y la potencia reactiva promedio, es decir,

$$Q_{penalizada} = \frac{\text{Activa promedio mes}}{2} - \text{Reactiva promedio mes}$$

El primer paso para realizar la matriz, es clasificar los usuarios de acuerdo a la CREG108 de 1997 y asignar un peso a cada uno de estos tipos de usuarios, con el fin de priorizar los usuarios que posiblemente generan más perturbaciones al sistema.

En el Capítulo 18 del libro handbook power quality presentan un estudio sobre los costos que generan los fenómenos de calidad de la energía y concluye que:

La proporción de los problemas de calidad de la energía que se presentan son, caídas de tensión (23,6%), interrupciones cortas (18,8%), interrupciones largas (12,5%), distorsión de las señales (5,4%), los transitorios y sobretensiones (29%) y otros problemas relacionados con calidad de la energía eléctrica (10,7%) (Baggini, 2008).

Además, en este análisis se muestra que los costos producidos por mala calidad de la energía eléctrica en el sector industrial son 4% de la facturación anual y para las empresas prestadoras de servicios son 0,1419% de la facturación anual (Baggini, 2008).

Con base en lo anterior y teniendo en cuenta las cargas que tiene cada usuario y los efectos que produce en el sistema, se presentan los pesos asignados a cada una de las modalidades de servicios junto con una breve definición de las mismas.

1. Modalidad residencial: Es aquel que se presta directamente a los hogares o núcleos familiares, incluyendo las áreas comunes de los conjuntos habitacionales. Para efectos del servicio de energía eléctrica, 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) kW, si el inmueble esté destinado, en más de un 50% de su extensión, a fines residenciales (CREG, 1997).

1.1 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 de los usuarios residenciales son, iluminación, computadores y electrodomésticos (Cabezas Jaimes & Cabrera Sarmiento, 2016), este tipo de cargas generan principalmente efectos de distorsión en la señal de corriente y otros problemas relacionados con calidad de la energía eléctrica, por lo cual a este tipo de usuario se le asigna un 5%, ya que los problemas que genera son los que menos impacto producen en el sistema.

2. Modalidad no residencial: Es aquel que se presta para satisfacer las necesidades de energía eléctrica de los establecimientos industriales, comerciales, oficiales, alumbrado y en todos los establecimientos que no sean clasificados como residenciales (CREG, 1997).

2.1 Acueductos: Estos usuarios usan la energía eléctrica principalmente para la alimentación de motores que realizan el bombeo del agua. Este tipo de carga genera hundimientos, variaciones de tensión, entre otros fenómenos electromagnéticos. Estas perturbaciones son unas de las que están causando mayor impacto en los equipos instalados en el sistema eléctrico, ya que producen bajo factor de potencia, mala operación de PLCs y PCs, problemas en el control de procesos y disparo de protecciones por sobrecorrientes, por lo cual a este tipo de usuario se le asigna un peso del 30%.

2.2 Industrial: Dentro de este tipo de usuario se encuentran todas las pequeñas, medianas y grandes industrias, cuya finalidad económica es la producción de un bien. Este tipo de cliente son los causantes de muchos de los fenómenos electromagnéticos que se presentan en el sistema debido a que tiene cargas como motores, bombas, sistemas de refrigeración, hornos de arco, compensación de reactiva, cargas no lineales, entre otras (Cabezas Jaimes & Cabrera Sarmiento, 2016). Algunos efectos que producen este tipo de cargas son sobrecarga en conductores de fase y neutro, torque inverso en motores, parada de procesos, cambios de velocidad en máquinas, operación intermitente

de equipos y reducción de la vida útil de los equipos, por lo cual a este tipo de usuario se le asigna un peso del 35%.

2.3 Comercial: Son los usuarios que utilizan la energía eléctrica para obtener una ganancia económica, dentro de este grupo de usuarios se encuentran las oficinas privadas, centros educativos privados, hoteles y centros comerciales. Este tipo de usuarios tienen cargas eléctricas como fluorescentes, computadoras, aires acondicionados (Cabezas Jaimes & Cabrera Sarmiento, 2016), que producen efectos electromagnéticos tales como distorsión de la señal de corriente, ruido electromagnético, muescas de tensión y transitorios electromagnéticos. Algunos efectos que producen estas cargas son dificultad en arranque de procesos, fallas de dispositivos de protección, salida y reinicio de sistemas, apagado de sistema de iluminación. A este tipo de usuario se le asigna un peso del 15%.

2.4 Oficial: Dentro de este grupo se encuentran los clientes cuya finalidad está orientada por el estado, como lo son los centros educativos públicos, alcaldías, centros hospitalarios públicos, las cargas características que se encuentran en este tipo de usuarios son: computadoras, aires acondicionados, sistemas de bombeo, UPS y otros tipos que varían de acuerdo a la entidad pública (Cabezas Jaimes & Cabrera Sarmiento, 2016). Este tipo de cargas causan distorsión de la señal de corriente, muescas en la señal de tensión, ruido electromagnético y fluctuaciones de tensión, por lo cual se producen efectos como aumento de pérdidas y calentamiento de equipos, ruido audible excesivo en centros de distribución, variaciones de niveles de iluminación de bombillas incandescentes, sobrecalentamiento de transformadores y conductores eléctricos. A este tipo de usuario se le asigna un peso del 10%.

2.5 Alumbrado público: Hace referencia a todo tipo de iluminación de libre circulación, escenarios deportivos y de recreación, las cargas que se presentan en este tipo de usuarios son la

iluminación convencional (mercurio, sodio, halogenuros, etc.) y la iluminación led (Cabezas Jaimes & Cabrera Sarmiento, 2016), estas cargas generan sobrecarga en conductores de fase y neutro, bajo factor de potencia, reducción de la vida útil de los equipos, disparo de protecciones, mayores pérdidas y costo de energía eléctrica, falla y daños en equipos electrónicos sensibles, mayor caída de tensión. Debido a los efectos que ocasionan las cargas de este usuario se le asigna un peso del 5%.

En la Tabla 8, se resumen los pesos asignados a cada tipo de usuario.

Tabla 8.

Pesos asignados por tipo de usuario

Tipo de usuario	Ponderado [%]
Acueductos	30
Industrial	35
Residencial	5
Comercial	15
Oficial	10
Alumbrado publico	5

Para seleccionar los usuarios que más afectan la calidad de la energía se plantean ciertos parámetros, donde a cada uno de estos se les asigna un peso. Los parámetros son, consumo de potencia reactiva respecto a la potencia activa, consumo de potencia activa del cliente respecto al CTO-LN, clase de servicio, Pst_R, S,T, THDV_R,S,T, V2/V1. A continuación, se presentan algunas definiciones de dichos parámetros y se justifica la asignación de los pesos.

1. Consumo potencia reactiva respecto a la potencia activa: Este parámetro indica la relación entre la potencia reactiva y activa que consume el usuario, con lo cual se puede identificar los usuarios que tienen mayor consumo de reactivos con respecto a su demanda de potencia activa.

Este parámetro es uno de los más importantes para seleccionar los usuarios que afectan la calidad de la energía porque al presentarse mayor consumo de reactivos, se presentan bajos factores de potencia y por lo tanto se generan sobrecargas en los generadores, transformadores y líneas de distribución. A este parámetro se le asigna un peso del 25%.

En el cálculo de este parámetro se tiene en cuenta los usuarios cuyo consumo promedio de potencia activa sea mayor a 10000 [kWh/mes] porque un usuario cuyo consumo promedio de activa fue 50 [kWh/mes] y el consumo de promedio de reactiva fue 70 [kVAr/mes], su relación es del 140%, por lo cual tendría mayor importancia que un usuario que tiene un consumo de 20000 [kWh/mes] y 15000 [kVAr/mes] cuya relación es 133%.

2. Consumo de potencia activa del cliente respecto al CTO-LN: Este parámetro indica la potencia consumida por el cliente con respecto a la línea o circuito, este parámetro es importante para la selección de los usuarios porque al conectar o desconectar cargas de usuarios que presenten un gran consumo de la línea se van a presentar variaciones de tensión, swell, transitorios, entre otros fenómenos electromagnéticos que pueden afectar la calidad de la energía. Un caso particular es el de la planta de acueducto Bosconia que se encuentra conectada a 115 [kV] (Nivel 4), entre las subestaciones palos y florida por medio de la línea 302, cualquier variación de carga en este usuario va afectar la onda de tensión considerablemente. A este parámetro se le asigna un peso del 25%.

3. Clase de servicio: Este parámetro permite identificar el tipo de usuario que más afecta la calidad de la energía. Se le asigna un peso del 10%.

4. Perceptibilidad de corta duración P_{st} : Este parametro permite identificar los usuarios que presentan mas variaciones de tensión causadas por cargas tales como maquinas soldadoras, hornos de arco, alternadores y motores, que distorsionan la onda de tensión. Este indicador incrementa al

aumentar el valor de variables como el número de eventos, la duración y el tipo de las fluctuaciones de tensión (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2005). Un alto porcentaje de P_{st} ocasiona inestabilidad visual, cansancio visual, variaciones de iluminación en las bombillas y reducción de la vida útil de las bombillas. Estos factores afectan negativamente el desarrollo de las actividades de los usuarios, por lo cual se le asigna un peso del 4,67% a cada uno de los P_{st} por fase.

5. Distorsión armónica total de tensión THDV: Este parámetro permite identificar los usuarios que distorsionan la forma de onda de la tensión debido a que tienen cargas no lineales tales como variadores de frecuencia, convertidores CA-CC, entre otras, que ocasionan sobrecalentamientos de motores y transformadores, disminución del factor de potencia, aumento de las corrientes del neutro y problemas en el control de los procesos, por lo cual se le asigna un peso de 4,33% a cada uno de los THDV por fase.

6. Desbalance de tensión V_2/V_1 : Este parámetro indica la relación entre la componente de secuencia negativa respecto a la de secuencia positiva de la tensión, los usuarios que presentan desbalance de tensión tienen pérdidas adicionales de potencia y energía, calentamiento adicional de máquinas lo cual limita la capacidad de carga nominal, reducción del transporte de potencia y propagación del desbalance en otros puntos de sistema, por lo tanto, se le asigna un peso del 13%.

Como el objetivo de este trabajo de grado es analizar el nivel de afectación que producen las cargas de los usuarios sobre el sistema de acuerdo al consumo de potencia activa y reactiva, se le asignaron los pesos que presentan en la Tabla 9 a cada uno de los parámetros. Para el caso en el que se quieran evaluar los efectos desde el punto de vista del operador de red se recomienda realizar una nueva matriz de criticidad para analizar la calidad de la energía prestada a los usuarios, teniendo en cuenta los parámetros correspondientes a hundimientos (*sag*), elevaciones (*swell*) e

interrupciones (SAIDI y SAIFI) como se presenta en la Tabla 10, debido a que estos son comúnmente ocasionados por maniobras en el sistema, fallas o descargas atmosféricas.

Tabla 9.

Porcentajes asignados

Descripción	Porcentaje [%]
Q/P	25
P/Ptotal	25
Clase de servicio	10
Pst	14
THDV	13
V2/V1	13

Tabla 10.

Porcentajes asignados a la matriz desde el punto de vista del OR

Descripción	Porcentaje [%]
SAG	20
SWELL	20
SAIDI	30
SAIFI	30

Finalmente, se realiza la suma de los parámetros de la matriz de criticidad (ver anexo modelo_matriz_de_criticidad) para seleccionar los principales usuarios que presentan problemas de calidad de la energía y proceder a iniciar el proceso de inspección y recopilación de datos en el sitio a monitorización.

3.2 Inspección y recopilación de datos de sitio a monitorizar: Previamente a la monitorización, se debe contactar a las personas conocedoras del proceso o sistema eléctrico del

sitio donde se va hacer el estudio de calidad (Jefe de mantenimiento, diseñador eléctrico, operador del proceso), ya que se debe informar a esta persona sobre los problemas de calidad que presentan, con el fin de obtener el permiso para realizar el estudio de calidad en dichas instalaciones.

Una vez se tiene la autorización para hacer el estudio, se debe inicialmente realizar una visita técnica, durante la cual se pueden hacer algunas preguntas que facilitan la instalación del equipo de monitorización, como, por ejemplo:

- ¿Qué equipos tiene en su instalación?
- ¿Tiene un sistema de compensación de potencia reactiva?
- ¿Cuándo fue la última vez que le realizo mantenimiento a los equipos?
- ¿Tiene planos eléctricos de la instalación?
- ¿Cuenta con planta eléctrica?

En caso que el usuario identificado presente daños en sus equipos, se deben realizar otra serie de preguntas que indican qué revisar durante la visita, con el fin de identificar las causas que generan problemas de calidad de la energía (Delgado & Osorio, 2008).

- ¿Qué equipo está experimentando el problema?
(Tipo, localización)
- ¿Naturaleza del problema?
(Pérdida de datos, bloqueos, daño de componentes, parpadeo de luces, calentamientos anormales)
- ¿Cuándo ocurre el problema?
(Hora del día, día de la semana, operación de sistemas particulares)
- ¿Con que frecuencia ocurre el problema?
(Desde la instalación, recientemente)

- ¿Coinciden algunos problemas al mismo tiempo?
(Parpadeo de luces, disminución de la velocidad en motores)
- ¿Posibles fuentes de los problemas cerca del sitio?
(Soldadoras de arco, sistemas de aire acondicionado, conexión de condensadores)
- ¿Existe protección para el equipo?
(Supresores de sobretensión)

Además, durante la visita técnica es necesario realizar un registro fotográfico de algunos datos del sistema eléctrico (placa de transformadores, cargas presentes en el sistema, diagramas unifilares, punto donde se encuentra el medidor del cliente), para determinar el sitio de instalación del equipo y la configuración necesaria para realizar el registro de los datos. Durante la instalación del equipo también es necesario realizar un estudio visual de las conexiones a tierra, inspeccionar el cableado y realizar inspecciones termográficas, con el fin de que el medidor sea instalado en el sitio más adecuado.

La información recolectada se puede registrar en un formato de inspección de calidad de la energía eléctrica, el cual se presenta en el Anexo B.

3.3 Análisis preliminar: En esta etapa se identifican los equipos necesarios para realizar el estudio de calidad de la energía eléctrica en el punto donde se encuentra la carga que está afectando la señal, este equipo se selecciona de acuerdo a los objetivos y necesidades que se tienen. La selección y el uso adecuado de los equipos para la medición de calidad de la energía eléctrica son responsabilidad del usuario u operador de red, los cuales deben entender la capacidad y limitaciones que tiene el equipo.

El equipo se debe colocar de forma segura para que no haya posibilidad de que el instrumento se mueva o que la conexiones se suelten, además el sitio donde se ubique debe estar libre de

humedad, no estar a la intemperie o incluir un gabinete tipo intemperie y tener un buen ambiente para garantizar la máxima seguridad para el operario y equipo.

El operario que realice la instalación del equipo debe disponer en la zona de trabajo de sus elementos de protección personal, según el Reglamento técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE, los elementos de protección son:

- Casco aislante
- Guantes aislantes
- Protección ocular
- Dotación operativa
- Botas dieléctricas
- Herramientas aislantes
- Material de señalización

3.4 Monitorización e interpretación de resultados: Durante esta etapa se hace la recopilación de las variables eléctricas en diferentes puntos de la instalación, con el fin de determinar el estado de los indicadores establecidos por la normativa y reglamentación nacional e internacional. Para realizar la monitorización es necesario configurar el equipo de acuerdo a la información recolectada en la etapa de inspección y recopilación de datos y definir el tiempo (como recomendación mínimo una semana tal como lo expresan las normas internacionales en los cálculos por percentil) durante el cual se va a realizar.

Entre los parámetros eléctricos que se pueden analizar, se encuentran:

- Tensiones de fase y línea
- Corrientes de fase y línea
- Desviaciones de la tensión estacionaria

- Potencia activa por fase y trifásica
- Potencia reactiva por fase y trifásica
- Potencia aparente por fase y trifásica
- Factor de potencia por fase y trifásico
- Distorsión armónica total de tensión
- Distorsión armónica total de corriente
- Distorsión armónica individual de tensión
- Distorsión armónica individual de corriente
- Perceptibilidad de corta duración
- Desbalance de tensión
- Desbalance de corriente
- Distorsión total de demanda

3.5 Recomendar una solución: De acuerdo a la interpretación realizada de los resultados se toman medidas que ayuden a mitigar los fenómenos que afectan la calidad de la energía. A continuación, se presentan algunas soluciones propuestas a los fenómenos electromagnéticos que afectan la calidad de la energía eléctrica: (Delgado & Osorio, 2008), (Castaño & Plata, 2006), (Introducción, 1882), (Seymour & Horsley, 2010).

3.5.1 Factor de potencia

- Instalar capacitores eléctricos en varios puntos de la red, existen diferentes tipos de instalación de capacitores, que son: Compensación individual, en grupo y central.
- Utilizar un compensador estático de potencia (SVC) para controlar la inyección o consumo de reactivos.

3.5.2 Transitorios

- Utilizar dispositivos de supresión de sobretensiones (dispositivo de protección contra sobretensiones-SPD).
- La instalación de reactores o bobinas de choque que disminuyen los transitorios debido a la conexión de capacitores.
- Utilizar interruptores de cruce por cero para mitigar los efectos de los transitorios debido al disparo de capacitores.

3.5.3 Variaciones de tensión

- Utilizar restauradores dinámicos de tensión (DVR) para compensar los hundimientos y elevaciones de tensión.
- Variar la posición de los taps del transformador que alimenta las cargas, para subir o bajar el nivel de la tensión de salida.
- Utilizar reguladores de tensión (regulador de respuesta normal, regulador ferro-resonante, regulador de respuesta rápida para cambiador de derivaciones, regulador de respuesta rápida tipo modulación de fase).
- Reactores de línea de baja tensión para mitigar las perturbaciones de tensión en circuitos sensibles, son utilizados en controladores de velocidad AC con el fin de prevenir disparos por sobretensión durante la conexión o desconexión de capacitores.
- Emplear un sistema de energía interrumpible (UPS) con el fin de proporcionar energía eléctrica cuando ocurren perturbaciones en la red.
- Implementar alimentadores duales con transferencia estática, los cuales cuentan con un control lógico capaz de monitorizar sobretensiones, sub-tensiones y pérdidas de tensión.

3.5.4 Distorsión de las señales de tensión y corriente

- Usar filtros para eliminar o mitigar la distorsión de las señales de tensión y/o corriente. Los filtros pueden ser activos, pasivos o híbridos.
- Ubicar los bancos de condensadores utilizados para mejorar el factor de potencia en lugares donde no se vean afectados por la distorsión de las señales del sistema eléctrico con el fin que no se produzca resonancia.
- Instalar transformadores de factor K para disminuir el sobrecalentamiento provocado por la distorsión de las señales del sistema eléctrico.

3.5.5 Ruido

- Utilizar filtros de ruido para disminuir las interferencias de radio frecuencia (RFI) o interferencias electromagnéticas (EMI).
- Emplear transformadores de aislamiento para referenciar la tierra en el punto de utilización, con el fin de eliminar el ruido inducido a través de los lazos a tierra.

3.5.6 Interrupciones

- Emplear un sistema de energía interrumpible (UPS) con el fin de proporcionar energía eléctrica cuando ocurren perturbaciones en la red.
- Eliminar o reducir la probabilidad de problemas que puedan ocasionar una interrupción, esto se logra con un buen diseño y mantenimiento de los sistemas de la red eléctrica.

Algunas de las soluciones existentes para mitigar un fenómeno pueden ser eficaces para otro.

En la Tabla 11 se muestran los diferentes tipos de fenómenos y problemas de calidad de la energía eléctrica que se presentan y cuál de las soluciones es la más adecuada.

Tabla 11.

Comparativa de métodos de protección y mitigación

	Impulso	Sobretensión	Hundimiento	Elevación	Armónicos	Ruido	Interrupción
Puesta a tierra aislada	Medianamente Eficaz	No	No	No	No	Medianamente Eficaz	No
DVR	Eficaz	Eficaz	Eficaz	Eficaz	Eficaz	No	Eficaz
Línea dedicada	Medianamente Eficaz	No	No	No	No	Medianamente Eficaz	No
Transformadores de aislamientos	Medianamente Eficaz	No	No	No	No	No	No
Filtros	No	No	No	No	Eficaz	No	No
Supresores	Eficaz	No	No	No	No	No	No
Transformadores ferroresonantes	Eficaz	Eficaz	Eficaz	Eficaz	Eficaz	Eficaz	No
Acondicionador de línea	Eficaz	Eficaz	Eficaz	Eficaz	Opcional	Eficaz	No
UPS	Eficaz	Eficaz	Eficaz	Eficaz	Eficaz	Eficaz	Eficaz

Nota. Tomada de Universidad Nacional Autónoma de México disturbios eléctricos-

4. Aplicación de la metodología para la medición y análisis de parámetros de calidad de la potencia eléctrica en la subestación palos

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos de la aplicación de la metodología propuesta para la medición y análisis de parámetros de calidad en la subestación Palos de la Electrificadora de Santander S.A (ESSA), ubicada en el municipio de Girón, Santander. El diagrama unifilar de la subestación se muestra en la Figura 11.

4.1.1 Comparación de los indicadores de calidad de la potencia medidos en las barras de nivel 2 y 3 de la subestación palos respecto a los limites permitidos.

En las figuras 12 a 14 se muestra el análisis estadístico (percentil 95) de los indicadores de calidad de la potencia obtenidos desde la semana 1 hasta la semana 52 del año 2017 de la subestación palos para el nivel de tensión de 34,5 [kV], para verificar que estos se encuentren dentro de los límites establecidos por las normas y reglamentaciones referenciadas previamente.



En la Figura 12 se muestra el comportamiento de los indicadores Pst y Pst*, donde se observa que durante las 52 semanas del año 2017 los valores obtenidos para estos indicadores se encuentran por debajo del valor máximo permitido según lo establecido en el estándar IEEE 1453 de 2015.

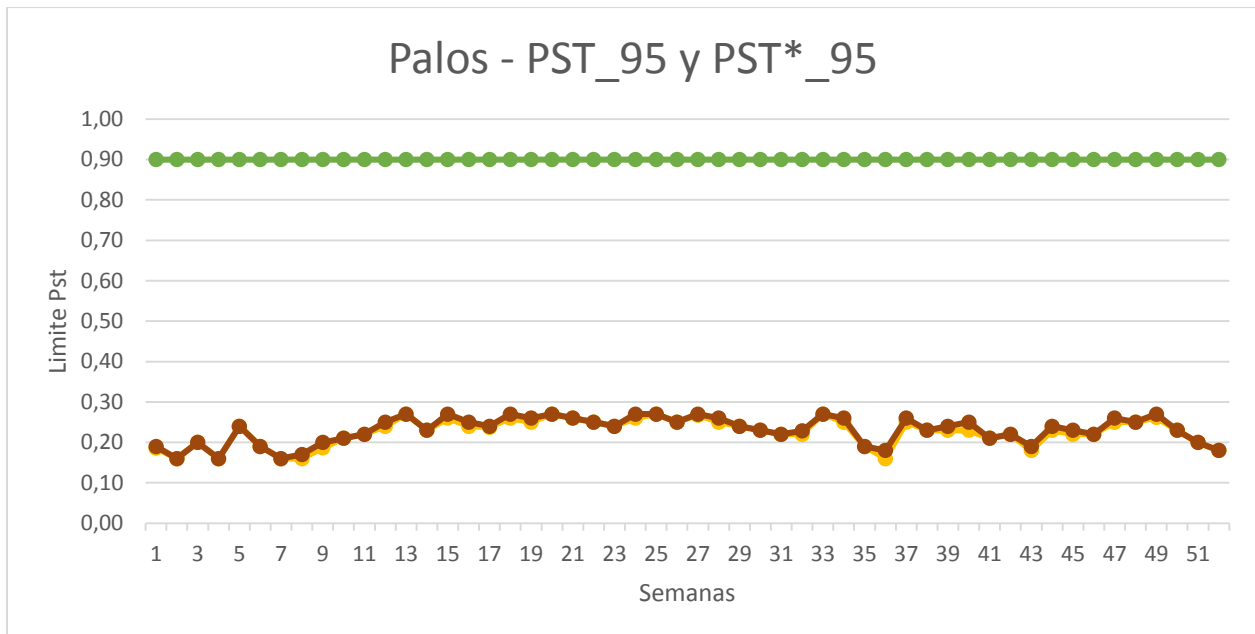


Figura 12. Perceptibilidad de corta duración de la subestación Palos a la tensión de 34,5 [kV].

En la Figura 13 se muestra el comportamiento de la distorsión armónica total de tensión y distorsión armónica total de tensión*, donde se observa que durante las 52 semanas del año 2017 los valores obtenidos para estos indicadores se encuentran por debajo del valor máximo permitido según lo establecido en el estándar IEEE 519 de 2014.

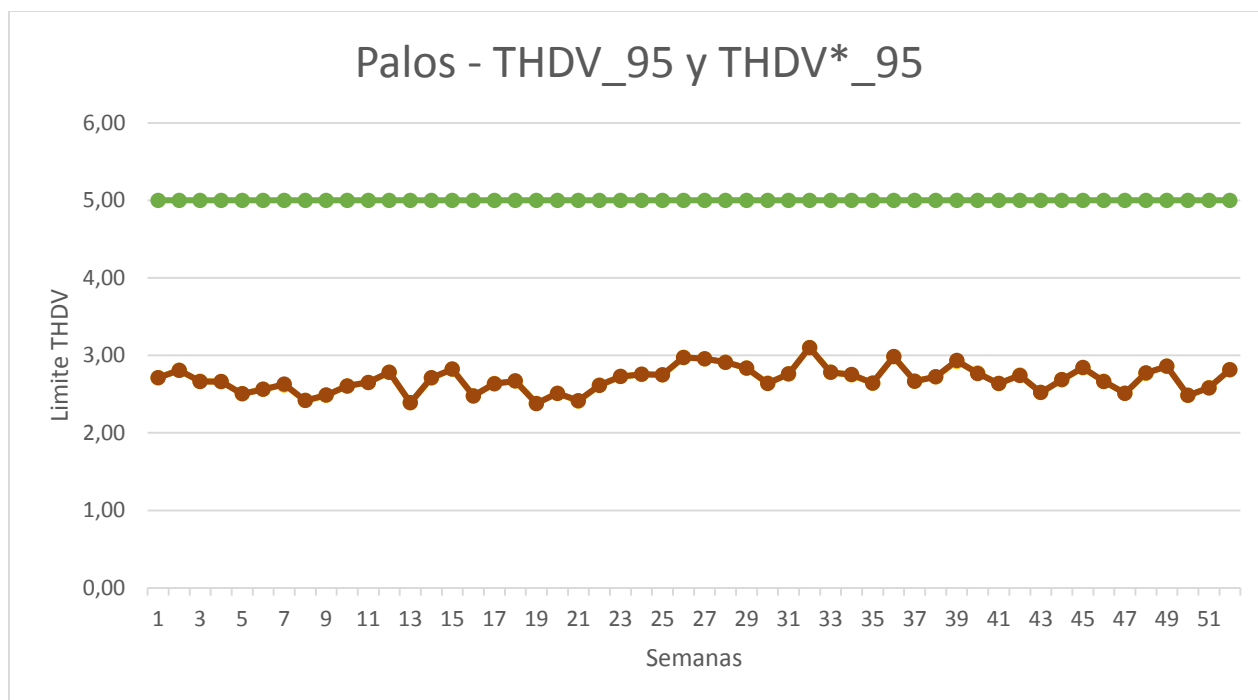


Figura 13. Distorsión armónica total de tensión de la subestación Palos a la tensión de 34,5 [kV].

En la Figura 14 se muestra el comportamiento del desbalance de tensión y desbalance de tensión*, donde se observa que durante las 52 semanas del año 2017 los valores obtenidos para estos indicadores se encuentran por debajo del valor máximo permitido según lo establecido en la GREG 065 de 2012.

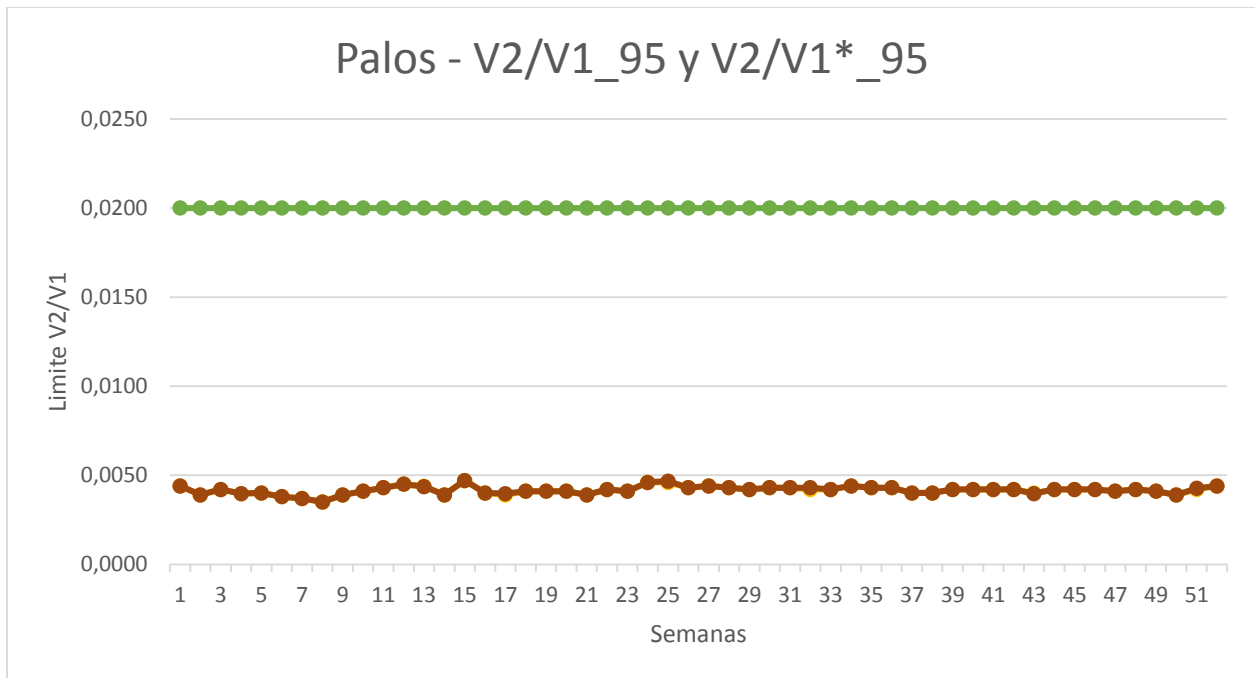


Figura 14. Desequilibrio de tensión de la subestación Palos a la tensión de 34,5 [kV]

A partir de las figuras se observa que al tener en cuenta los hundimientos, elevaciones e interrupciones no se presenta un cambio considerable en los indicadores de TDHV y V2/V1. En cambio, en el Pst se puede observar una pequeña diferencia entre la curva de 34,5 KV y 34,5* KV debido a que la severidad de las fluctuaciones de tensión incrementa al aumentar el valor de las variables como el número de eventos, la duración y el tipo de fluctuaciones de tensión.

En las figuras 15 a 17 se muestra el análisis estadístico (percentil 95) de los indicadores de calidad de la potencia obtenidos desde la semana 1 hasta la semana 52 del año 2017 de la subestación palos para el nivel de tensión de 13,8 [kV], para verificar que estos se encuentren dentro de los límites establecidos por las normas nacionales e internacionales.

● 13.8 kV
 ● 13.8* kV
 ● Limite 34.5-13.8 kV

En la Figura 15 se muestra el comportamiento del indicador Pst y Pst*, donde se observa que durante las 52 semanas del año 2017 los valores obtenidos para estos indicadores se encuentran por debajo del valor máximo permitido según lo establecido en el estándar IEEE 1453 de 2015.

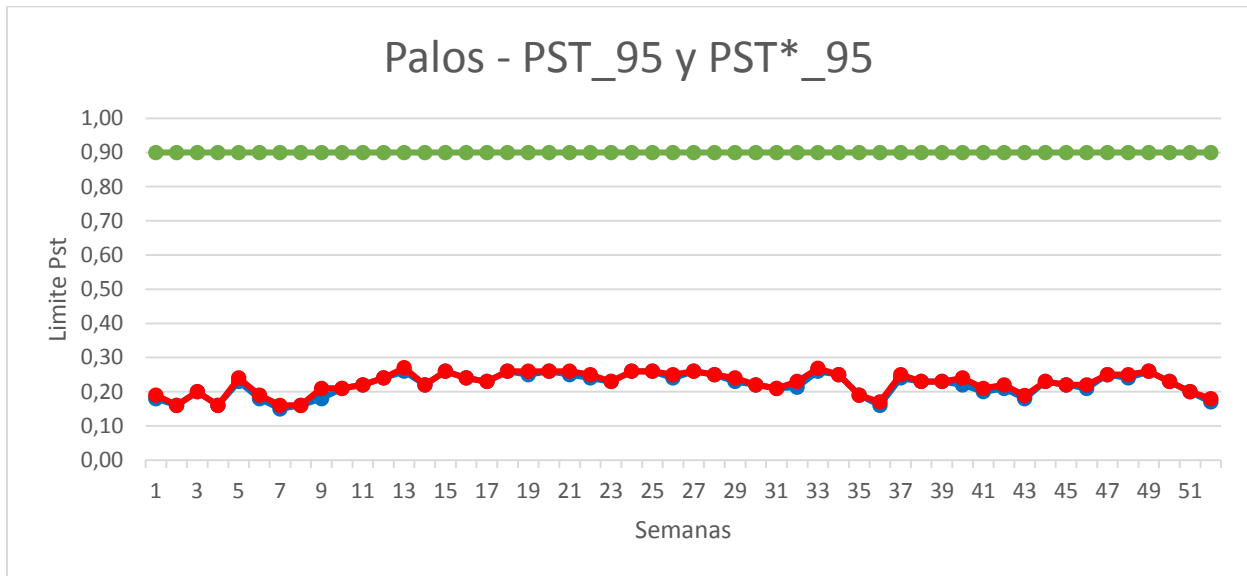


Figura 15. Perceptibilidad de corta duración de la subestación Palos a la tensión de 13,8 [kV]

En la Figura 16 se muestra el comportamiento de la distorsión armónica total de tensión y distorsión armónica total de tensión*, donde se observa que durante las 52 semanas del año 2017 los valores obtenidos para estos indicadores se encuentran por debajo del valor máximo permitido según lo establecido en el estándar IEEE 519 de 2014.

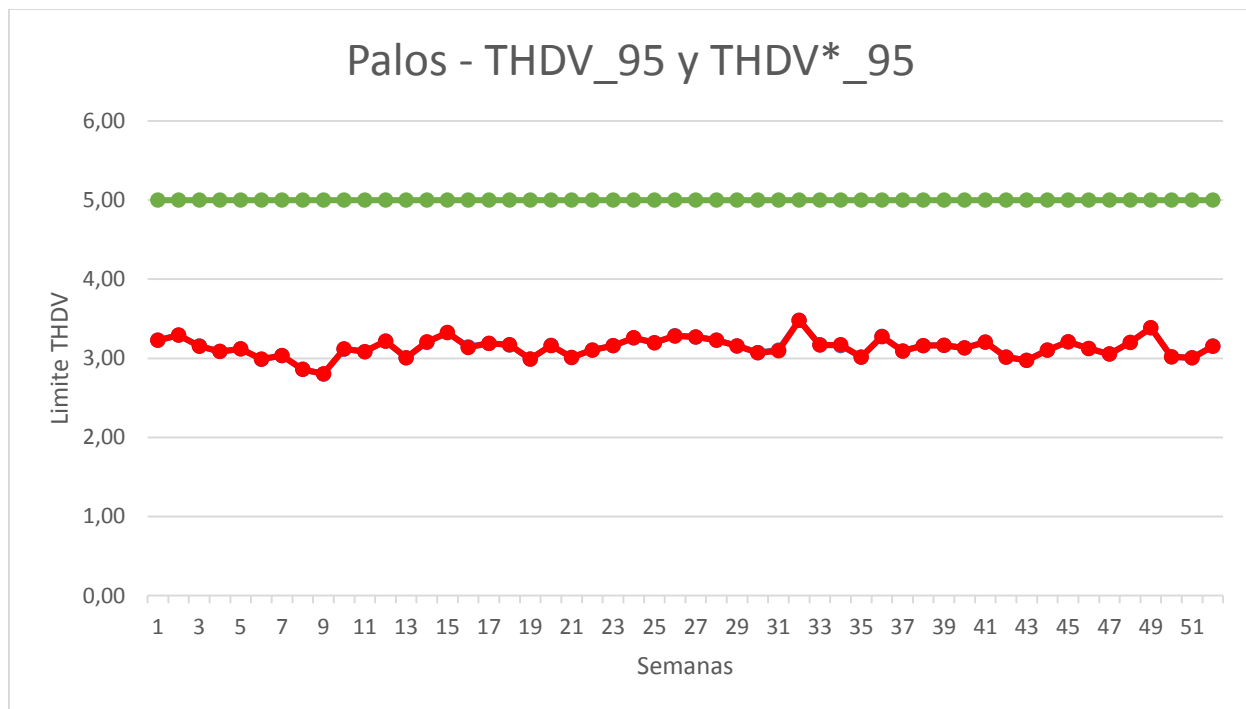


Figura 16. Distorsión armónica total de tensión de la subestación Palos a la tensión de 13,8 [kV].

En la Figura 17 se muestra el comportamiento del desbalance de tensión y desbalance de tensión*, donde se observa que durante las 52 semanas del año 2017 los valores obtenidos para estos indicadores se encuentran por debajo del valor máximo permitido según lo establecido en la GREG 065 de 2012.

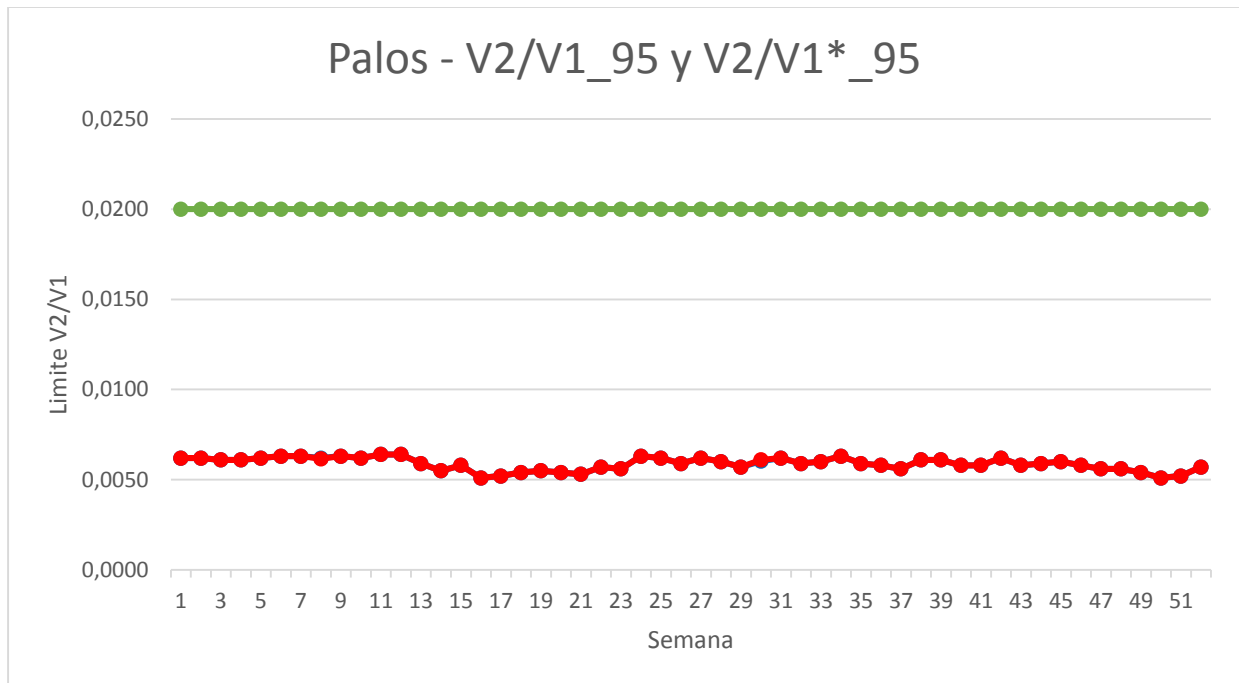


Figura 17. Desequilibrio de tensión de la subestación Palos a la tensión de 13,8 [kV]

A partir de las figuras se observa que al tener en cuenta los hundimientos, elevaciones e interrupciones no se presenta un cambio considerable en los indicadores de TDHV y V2/V1. En cambio, en el Pst se puede observar una pequeña diferencia entre la curva de 13,8 KV y 13,8* KV, debido a que la severidad de las fluctuaciones de tensión incrementa al aumentar el valor de las variables como el número de eventos, la duración y el tipo de fluctuaciones de tensión (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2005).

4.1.2 Resultados de la matriz de criticidad para identificar los usuarios que más afectan la calidad de la energía. Como se observa en la Figura 18, al realizar la suma de los parámetros de la matriz de criticidad, se obtiene que los dos usuarios que más afectan la calidad de la potencia son: BAVARIA S.A, CAMPOLLO PORTACHUELO, sin embargo debido a que ya existe un estudio de calidad de la potencia en estos clientes por parte de la Electrificadora de Santander S.A

E.S.P, se excluyen del analisis de este trabajo e grado y se toman los usuarios que siguen en la matriz para aplicar la metodología propuesta, que en este caso corresponden a INDUSTRIAS PACECOL S.A.S y BELTRAN GARAFO LUCELINA.

IT	CUENTA	CLIENTE	DIRECCION	CLASE DE SERVICIO	MEDIDA DE TENSION	LINEA - CIRCUITO	CAPACIDAD INSTALADA [kVA]
1	216160	BAVARIA S A	VIA CAFE MADRID SUBESTACION II	Industrial	3	418	3500
2	1420921	CAMPOLLO SA PORTACHUELO	VDA PORTACHUELO	Industrial	3	417	1000
3	1155583	MINAS GREYSTARS	VDA ANGOSTURAS MINA GREYSTARS	Industrial	2	25501	75
4	74123	INDUSTRIAS PACECOL S A S	CRR PUNTO VEGAS DEL RIO DE ORO CAFE MADRID	Industrial	2	22503	500
5	1081632	BELTRAN GARAFO LUCELINA	VDA BRISAS DE CACHIRA FIN LOS TOTUMOS	Industrial	1	48501	112.5
6	93193	SOC MIN TROMPETEROS	VDA BORERO 20050 VETAS	Industrial	1	25503	112.5
7	92646	VILLEGAS RINCON EDILSON	VIA CAFE MADRID N 180 A OPOH	Industrial	1	22504	100
8	93198	MINERA REINA DE ORO	VDA VOLCAN VETAS	Industrial	1	25503	150
9	1307166	FRIGORIFICO VIAGUAL S A	KMT 8 VIA BMANGA RIONEGRO	Industrial	3	417	2000
10	584381	ESSA ESP SUBES SAN ALBERTO	VIA A SAN ALBERTO	Industrial	1	27603	75
11	93201	SOCIEDAD MINERA LA PROVIDENCIA LTD	VDA BORRERO MINA LA PROVIDENCIA	Industrial	1	25503	112.5

Figura 18. Usuarios seleccionados.

4.2 Inspeccion y recopilación de datos del sitio a monitorizar: datos de los usuarios identificados en la matriz de criticidad

En este ítem se muestran los resultados de la visita técnica que se realizó a cada uno de los usuarios identificados en la matriz de criticidad.

- **INDUSTRIAS PACECOL S.A.S**

Este cliente se encuentra ubicado en el municipio de Bucaramanga con número de cuenta 74123, se alimenta del circuito 22-503 de 13,8 [kV] y su medida es nivel 2.

Las cargas principales de este cliente son motores, bandas transportadoras y variadores de velocidad, no tienen compensación de reactiva ni planta eléctrica.

En las figuras 19 y 20 se muestra el transformador del cliente y sus datos de placa respectivamente.



Figura 19. Transformador del cliente Industrial Pacecol

No. 308072 TRANSFORMADOR TIPO PEDESTAL RADIAL

MAGNETRON

AÑOS/MES	14/09	T.S. AT/BT	15/1,2 kV		
FASES	3	500 kVA	BIL. AT/BT	95/30 kV	
TENSION PRIM.	13.2 kV	% Zcc. A 85°C	4,59		
TENSION SEC.	454/262 V	CORRIENTE CC	13,84 kA	PESO TOTAL	2180 kg
CORRIENTE PRIM.	21,87 A	DURACION CC	2 s	CLASE	Ao
CORRIENTE SEC.	635,85 A	MAT. DEVANADOS	Al/Al	REFRIGERACION	ONAN
CALENT. ACEITE	60 °C	GRUPO CONEXION	Dyn5	ALTURA m.s.n.m	1000
CALENT. DEV	65 °C	ACEITE MINERAL	640 L	INSTRUCTIVO	F-MKT-04
FRECUENCIA	60 Hz				

El aceite mineral no contiene PCB en el momento de la fabricación.

ALTA TENSION (AT)		BAJA TENSION (BT)	
CONEX.	Vp (V)	TAP	CONEX.
	13530	1/A	
	13200	2/B	
	12870	3/C	
	12540	4/D	
	12210	5/E	
			454
			262

FUS. BAY-O-NET CURRENT C-12

FUS. LIMITADOR LINK B 4

W V U
AT
BT
Z Y X Pn

25/06/2018
PLANO 13

FABRICADO EN PEREIRA, COLOMBIA POR MAGNETRON S.A.S.

Figura 20. Placa del transformador del cliente Industrial Pacecol

Como el estudio desarrollado se enfoca en analizar el nivel de afectación que causan las cargas de los usuarios sobre el sistema de la ESSA y validar que los indicadores se encuentren dentro de los límites permitidos, se determinó instalar 2 analizadores de redes, uno en el medidor de energía eléctrica y otro en el lado de baja del transformador del cliente.

- **BELTRAN GARAFO LUCELINA**

Este cliente se encuentra ubicado en el municipio de Rionegro con número de cuenta 1081632, se alimenta del circuito 48-501 de 13,8 [kV] y su medida es nivel 1.

Este cliente se trata de un avícola, sus cargas principales son extractores y bombas de agua, no tienen compensación de reactiva y cuenta con planta eléctrica.

En las figuras 21 y 22 se muestra el transformador del cliente y sus datos de placa respectivamente.



Figura 21. Transformador del cliente Beltran Garafo Lucelina

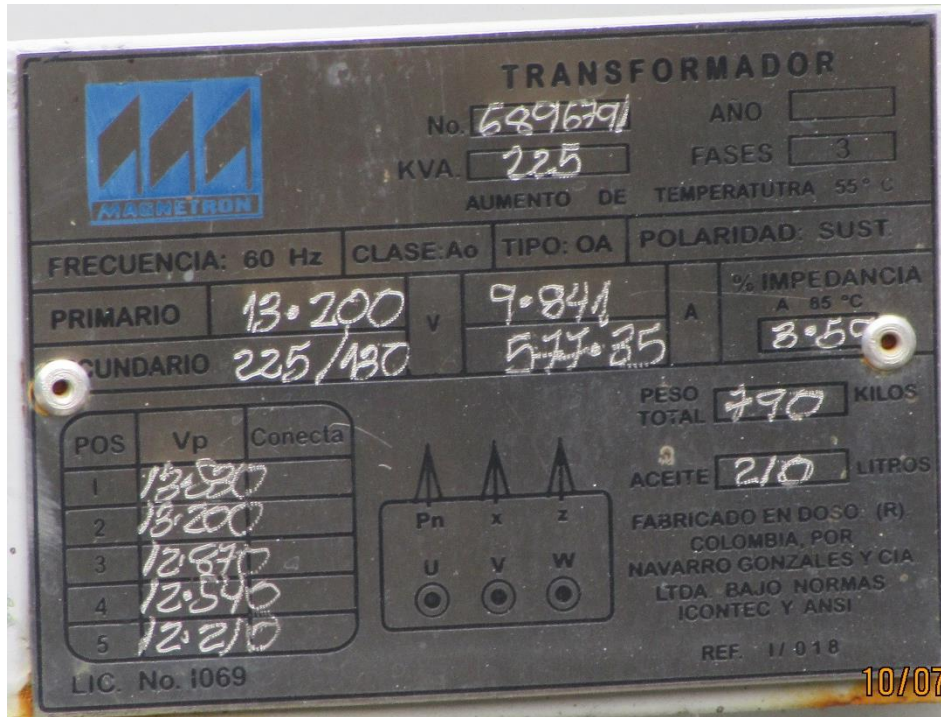


Figura 22. Placa del transformador del cliente Beltran Garafo Lucelina

Como el estudio desarrollado se enfoca en analizar el nivel de afectación que generan las cargas de los usuarios sobre el sistema de la ESSA y validar que los indicadores se encuentren dentro de los límites permitidos, se determinó instalar un analizador de redes en el medidor de energía eléctrica. En este caso no se pudo realizar la medición por media tensión debido a que el usuario es medido por baja tensión.

4.3 Análisis preliminar: selección del equipo de monitorización

Teniendo en cuenta que la información a recolectar de los usuarios identificados corresponde a perfiles de tensión, formas de onda, distorsión armónica de tensión, distorsión armónica individual de tensión, distorsión armónica individual de corriente, perceptibilidad de corta duración y desbalance de tensión, se selecciona el equipo Dranetz HDPQ que se muestra en la Figura 23,

propiedad de la Electrificadora de Santander S.A E.S.P, el cual cumple con las estándares IEC 61000-4-30 y IEEE 1159-2009 para calidad de la potencia, IEEE 1459-2010 para potencia, IEC 61000-4-7 y IEEE 519-2014 para armonicos, IEC 61000-4-15 y IEEE 1453-2011 para flicker.

El Dranetz HDPQ puede monitorizar varios parámetros de calidad de la potencia eléctrica, con el fin de evaluar y caracterizar el comportamiento que tienen las variables en el sistema. Este equipo cuenta con exactitud y mediciones de clase A de acuerdo al estandar IEC 61000-4-30 (International Electrotechnical Commission, 2004). Realiza monitorizaciones en diferentes configuraciones (monofásica, estrella 3 fases/4 hilos, delta 3 fases conexión con dos elementos), permite una configuración automática o personalizada de los umbrales de calidad de la potencia y los datos pueden ser descargados de forma remota a través de la red, Wifi o Bluetooth.

El equipo muestra los datos y formas de ondas de tensiones, corrientes, en forma de osciloscopio, gráficos de medidores de disco, medidores tipo texto, tablero de calidad de potencia, graficas fasoriales y espectros de frecuencia.

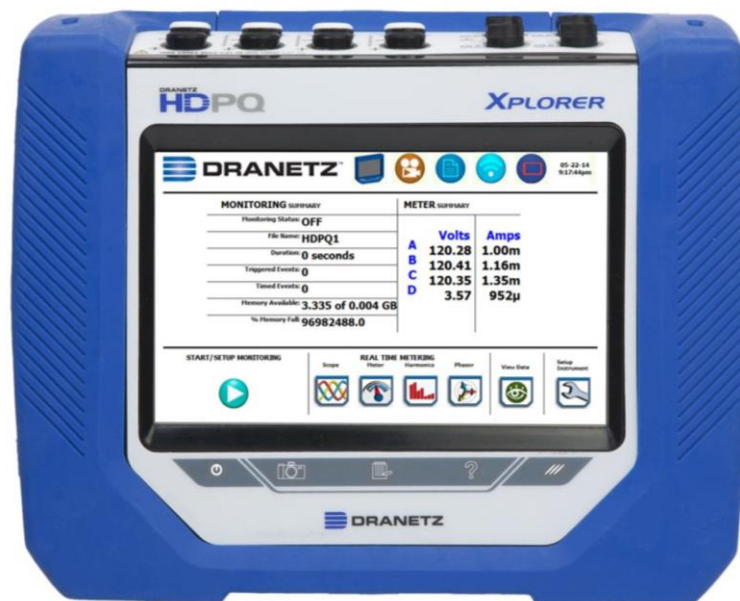


Figura 23. Medidor Dranetz HDPQ

4.4 Monitorización e interpretación de resultados

Luego de realizar la inspección y recopilación de datos en cada uno de los clientes, se procede a la instalación de los equipos Dranetz.

4.4.1 Programación del medidor Dranetz Para realizar la medición en los usuarios, se seleccionó la opción “Asistente de configuración”. En esta opción se realiza la programación del analizador, a través de una serie de pantallas donde se solicita la información sobre el tipo de circuito donde se va a medir. La información necesaria es: tipo de pinzas, rango de medición de las pinzas, relación de transformación CT y PT, tipo de circuito, frecuencia, tensión nominal, máxima corriente, corriente de corto circuito y modo de monitorización.

Los equipos fueron instalados durante un periodo de 7 días, parametrizados para que tomaran muestras cada 10 minutos, lo cual representa un muestreo total de 1008 muestras para cada variable y registrando eventos sobre la red producidos sobre esa estampa de tiempo.

A continuación, se presentan los ajustes que se realizaron en el equipo para cada uno de los clientes y en el Anexo A se muestra con más detalle cada una de las pantallas, donde se ingresa la información.

- **INDUSTRIAS PACECOL S.A.S**

Los analizadores de redes marca Dranetz fueron instalados en el medidor y lado de baja del transformador, tal y como se muestra en las figuras 24 y 25 respectivamente. En la Tabla 11 se muestran los datos que se ingresaron en el equipo.

Tabla 12.

Datos de los circuitos monitorizados en el cliente Industrias Pacecol S.A.S.

Descripción	Analizador instalado medidor	Analizador instalado transformador
Tipo de pinzas	TR2510	D-FLEX 3000/3XL
Rango de medición pinzas	1-10 A	1-3000 A
Relación CT	30/5	1/1
Relación PT	13,2 kV/120 V	1/1
Tipo de circuito	Trifasica en delta 2 corrientes	Trifasica en estrella
Frecuencia	60 Hz	60 Hz
Tensión nominal	13,8 kV	262 V
Máxima corriente	30 A	635,85 A
Corriente de corto circuito	2752 A	13,84 kA
Modo de monitorización	Standard Power Quality (IEEE)	Standard Power Quality (IEEE)



Figura 24. Analizador instalado en el medidor de energía eléctrica #50851249 de Industrias Pacecol S.A.S.



Figura 25. Analizador instalado en el transformador de Industrias Pacecol S.A.S.

- **BELTRAN GARAFO LUCELINA**

El analizador de redes marca Dranetz fue instalado en el medidor, tal y como se muestra en la Figura 26. En la Tabla 12 se muestran los datos que se ingresaron en el equipo.

Tabla 13.

Datos del circuito monitorizado en Beltran Garafo Lucelina

Descripción	Analizador instalado medidor
Tipo de pinzas	TR2510
Rango de medición pinzas	1-10 A
Relación CT	600/5
Relación PT	1/1 V
Tipo de circuito	Trifásica en estrella
Frecuencia	60 Hz

Descripción	Analizador instalado
Tensión nominal	130 V
Máxima corriente	1000 A
Corriente de corto circuito	15,60 kA
Modo de monitorización	Standard Power Quality (IEEE)



Figura 26. Analizador instalado en el medidor #37644741 de Beltran Garafo Lucelina

4.4.2 Análisis de resultados. En este ítem se presenta el análisis realizado a cada uno de los usuarios identificados en la matriz de criticidad.

- **INDUSTRIAS PACECOL S.A.S**

En las figuras 27 y 28 se muestran las tensiones de fase medidas en los puntos establecidos en el capítulo de inspección y recopilación de datos del sitio a monitorizar, de acuerdo a la CREG 024 del 2005 los límites para este cliente son los mostrados en la Tabla 13.

Tabla 14.

Límites de tensión de Industrias Pacecol S.A.S.

Tensión nominal [V]	Limite inferior [V]	Limite superior [V]
13200	11880	14520
262	235,8	288,2

En la Figura 27 se observa que las tensiones, en media tensión, en la fase A y B se mantuvieron la mayor parte de periodo de medida dentro de los límites permitidos. Sin embargo, se presentaron algunos fenomenos atipicos los días 26, 28 de junio y 3 de julio.

- El día 26 de junio de 2018 se presentaron cuatro (4) evento tipo SAG a las 04:51:30 AM, 06:04:37 AM, 08:23:18 y 10:40:43 AM, los cuales fueron ocasionado por un evento no programado sobre la línea 416 Palos – Matanza, debido a la cruceta y aislador inclinado sobre la línea.
- El día 28 de junio de 2018 se presentó un (1) evento tipo SAG a las 10:56:56 AM, el cual fue ocasionado por un evento no programado sobre la línea 406 Palenque – Sur, debido a un daño en seccionador de barra.
- El día 03 de julio de 2018 se presentó un (1) evento tipo SAG a las 07:06:27 AM, el cual fue ocasionado por un evento no programado sobre el circuito 20-503.

Para el periodo de medida, el valor mínimo medido es de 13018 [V] en la fase B y el valor máximo es de 13870 [V] en la fase A.

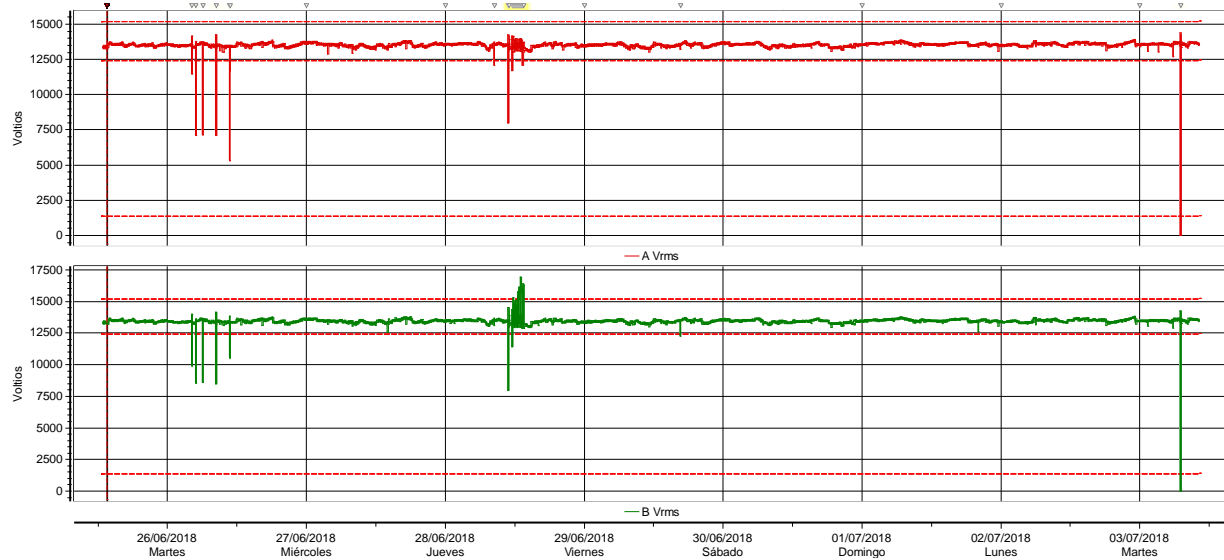


Figura 27. Tensiones de fase MT de Industrias Pacecol S.A.S.

En la Figura 28 se observa que las tensiones, en baja tensión, en la fase A, B y C se mantuvieron la mayor parte de periodo de medida dentro de los límites permitidos. En algunos momentos, en particular el día 26, 28 de junio y 3 de julio, todas las tensiones estuvieron por debajo del límite inferior, debido a los fenómenos atípicos que se presentaron en el sistema de la empresa.

Para el periodo de medida, el valor mínimo medido es de 257,83 [V] en la fase B y el valor máximo es de 274,89 [V] en la fase C.

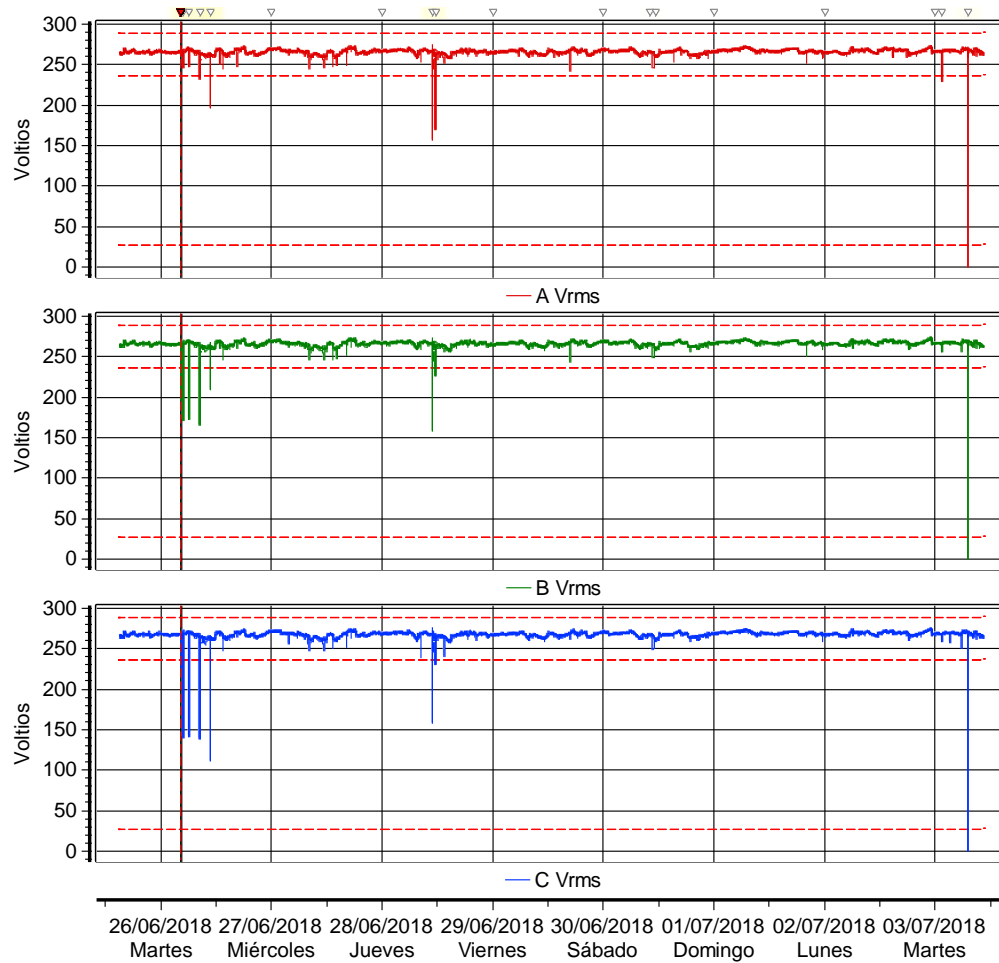


Figura 28. Tensiones de fase- BT de Industrias Pacecol S.A.S.

En la Figura 29 se muestra el comportamiento de la distorsión armónica total de tensión por fase, en media tensión, durante el periodo de medida. Durante este tiempo se registraron un percentil 95 de 3,54% en la fase A y 3,69% en la fase B, valores que no superan el 5%, que es el valor máximo permitido para este indicador según lo establecido en la IEEE 519 de 2014.

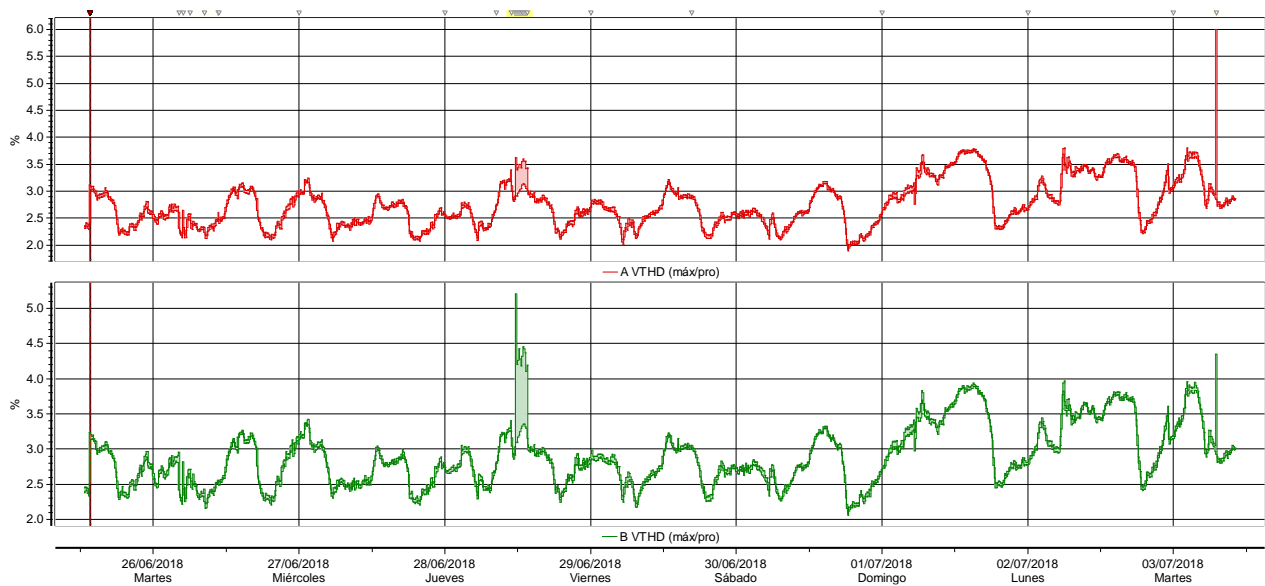


Figura 29. Distorsión armónica de tensión por fase- MT de Industrias Pacecol S.A.S.

En la Figura 30 se muestra el comportamiento de la distorsión armónica total de tensión por fase, en baja tensión, durante el periodo de medida. Durante este tiempo se registraron un percentil 95 de 3,59% en la fase A, 3,68% en la fase B y 3,53% en la fase C, valores que no superan el 8%, que es el valor maximo permitido para este indicador según lo establecido en la IEEE 519 de 2014.

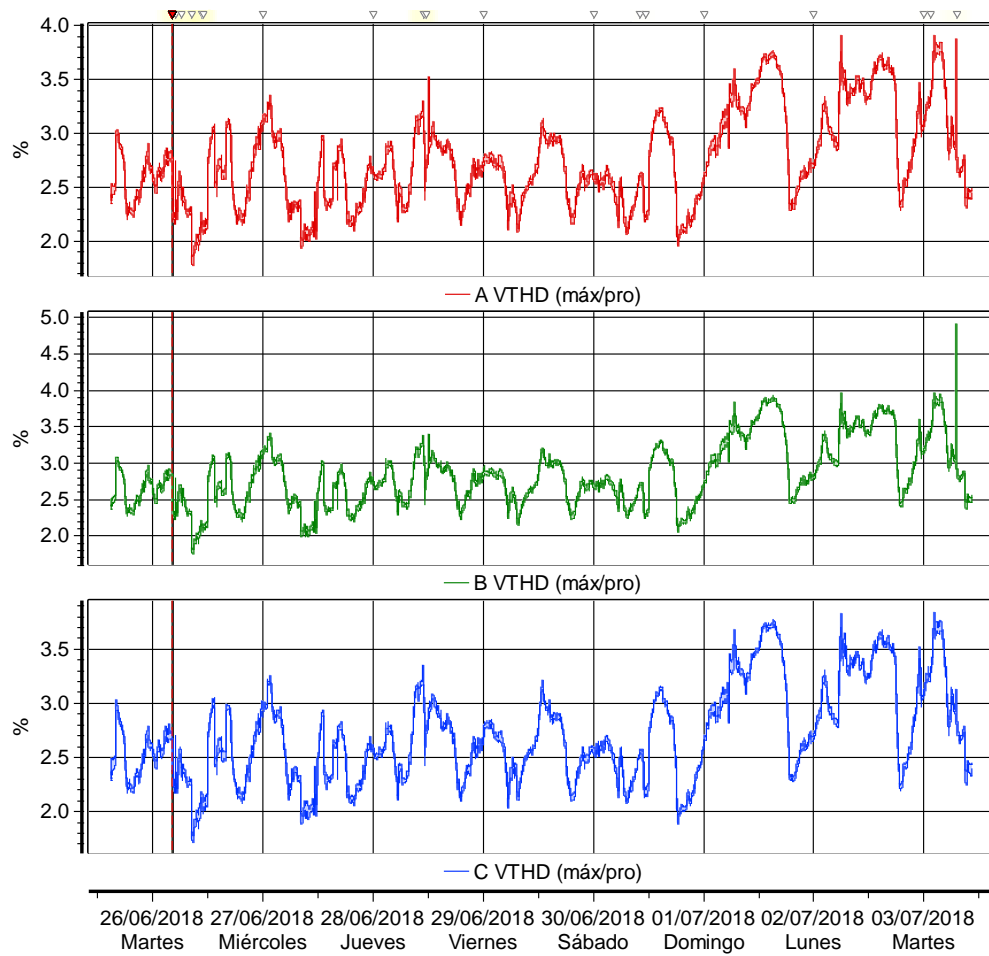


Figura 30. Distorsión armónica de tensión por fase- BT de Industrias Pacecol S.A.S

En la Figura 31 se muestra el comportamiento de la perceptibilidad de corta duración por fase, en media tensión, durante el periodo de medida. Durante este tiempo se registraron un percentil 95 de 0,249 en la fase A y 0,25 en la fase B, valores que no superan el 0,9, que es el valor máximo permitido para este indicador según lo establecido en la IEEE 1453 de 2015.

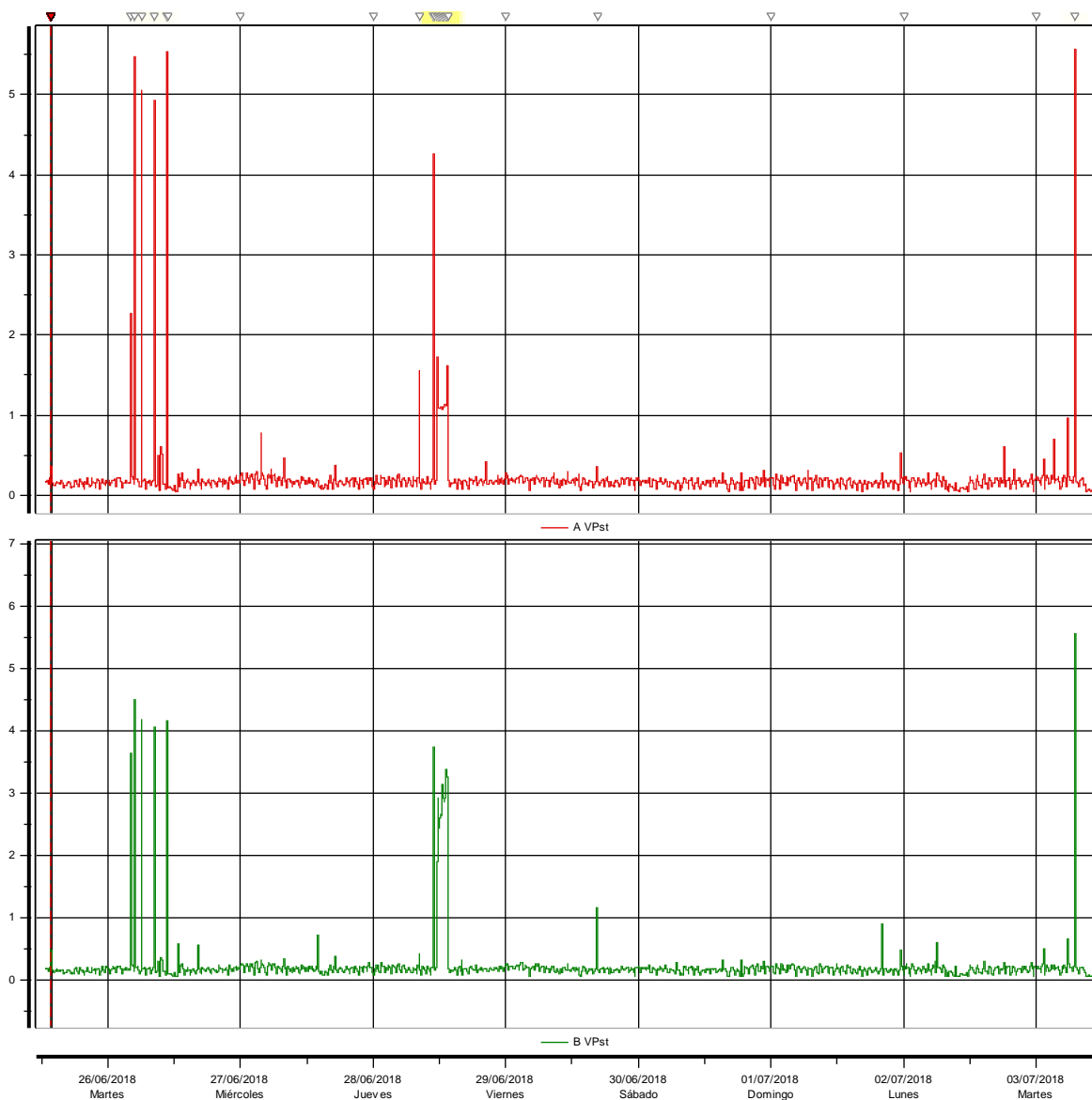


Figura 31. Perceptibilidad de corta duración- MT de Industrias Pacecol S.A.S

En la Figura 32 se muestra el comportamiento de la perceptibilidad de corta duración por fase, en baja tensión, durante el periodo de medida. Durante este tiempo se registraron un percentil 95 de 0,27 en la fase A, 0,259 en la fase B, 0,26 en la fase C, valores que no superan el 1, que es el valor máximo permitido para este indicador según lo establecido en la IEEE 1453 de 2015.

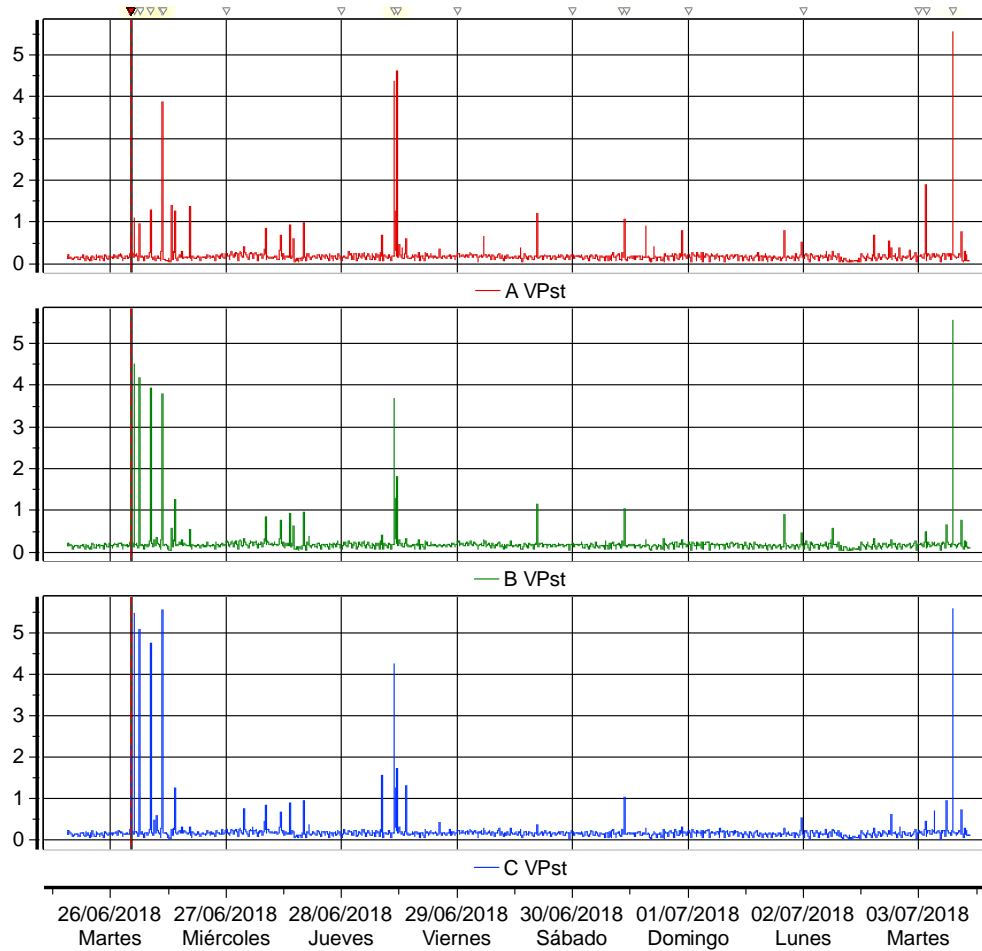


Figura 32. Perceptibilidad de corta duración- BT de Industrias Pacecol S.A.S

En la Figura 33 se muestra el comportamiento del desbalance de tensión, en media tensión, durante el periodo de medida. Durante este tiempo se registro un percentil 95 de 0,586%, valor que no supera el 2%, que es el valor maximo permitido para este indicador según lo establecido en la CREG 065 del 2012.

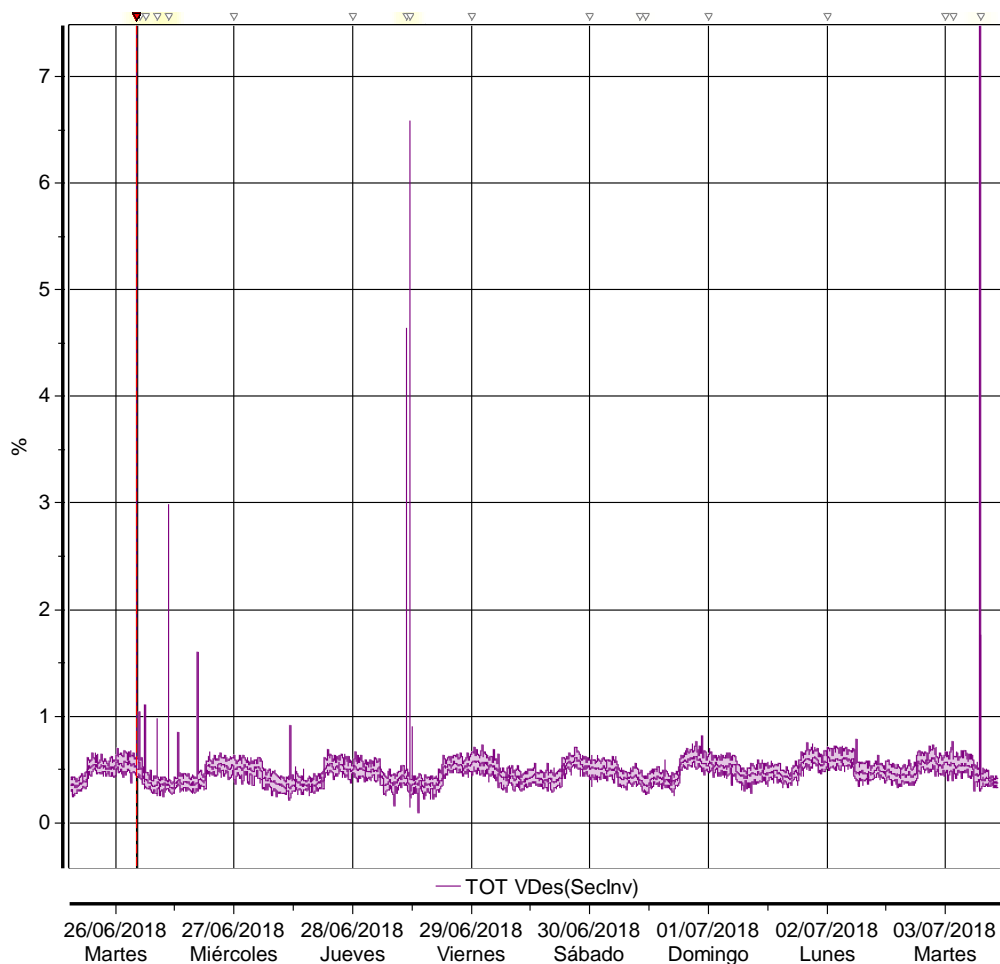


Figura 33. Desbalance de tensión –BT de Industrias Pacecol S.A.S

En la Figura 34 se muestra el comportamiento de la distorsión armónica total de corriente por fase, en baja tensión, durante el periodo de medida. Durante este tiempo se registraron un percentil 95 de 30,92% en la fase A, 56,43% en la fase B, 75,02% en la fase C y 78,15% por el neutro.

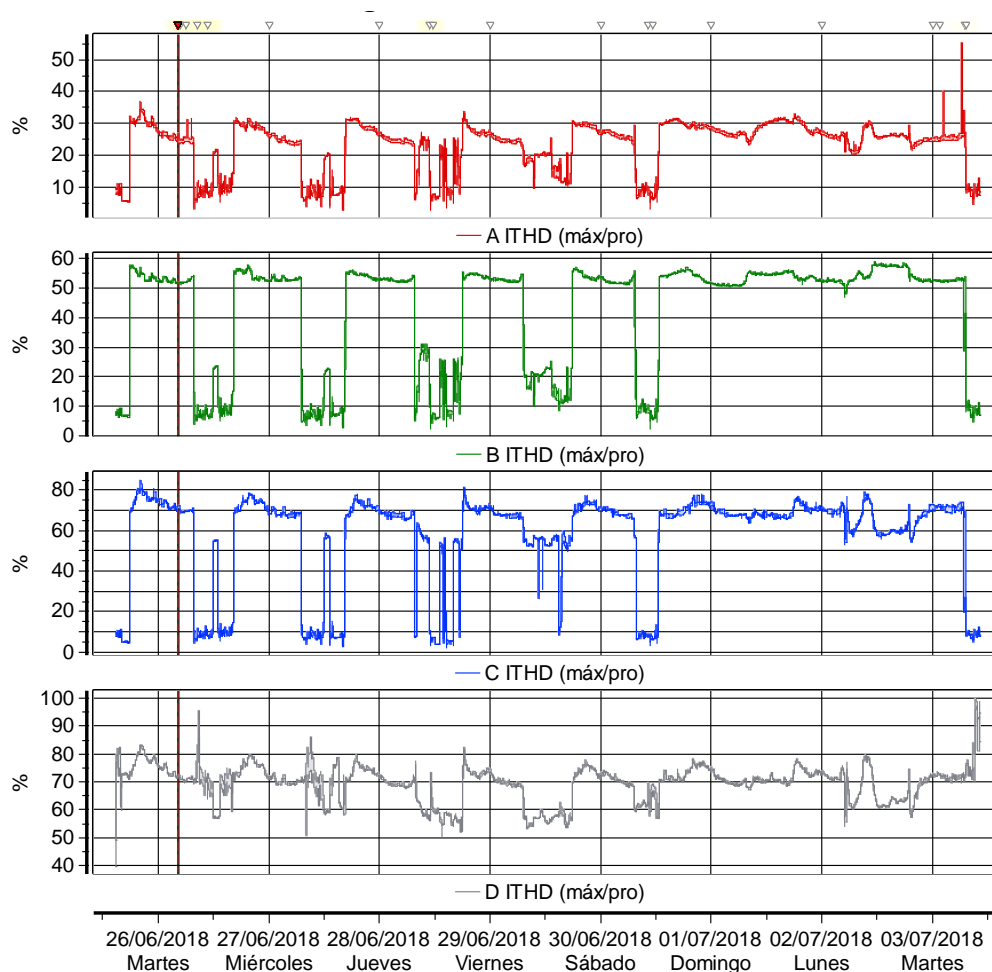


Figura 34. Distorsión armónica de corriente- BT de Industrias Pacecol S.A.S

En la Figura 35 se muestra el comportamiento de la distorsión total de demanda durante el periodo de medida, para el cálculo del límite de este parámetro se tiene en cuenta la corriente de cortocircuito disponible en el punto de acoplamiento común y la máxima corriente demandada, las cuales tienen un valor de 13,84 [kA] y 635,85 [A], respectivamente. Durante este tiempo se registraron un percentil 95 de 2,305% en la fase A, 2,189% en la fase B, 2,386% en la fase C y 0,03% en el neutro, por lo cual ninguna de las fases supera el 8% que es el límite permitido.

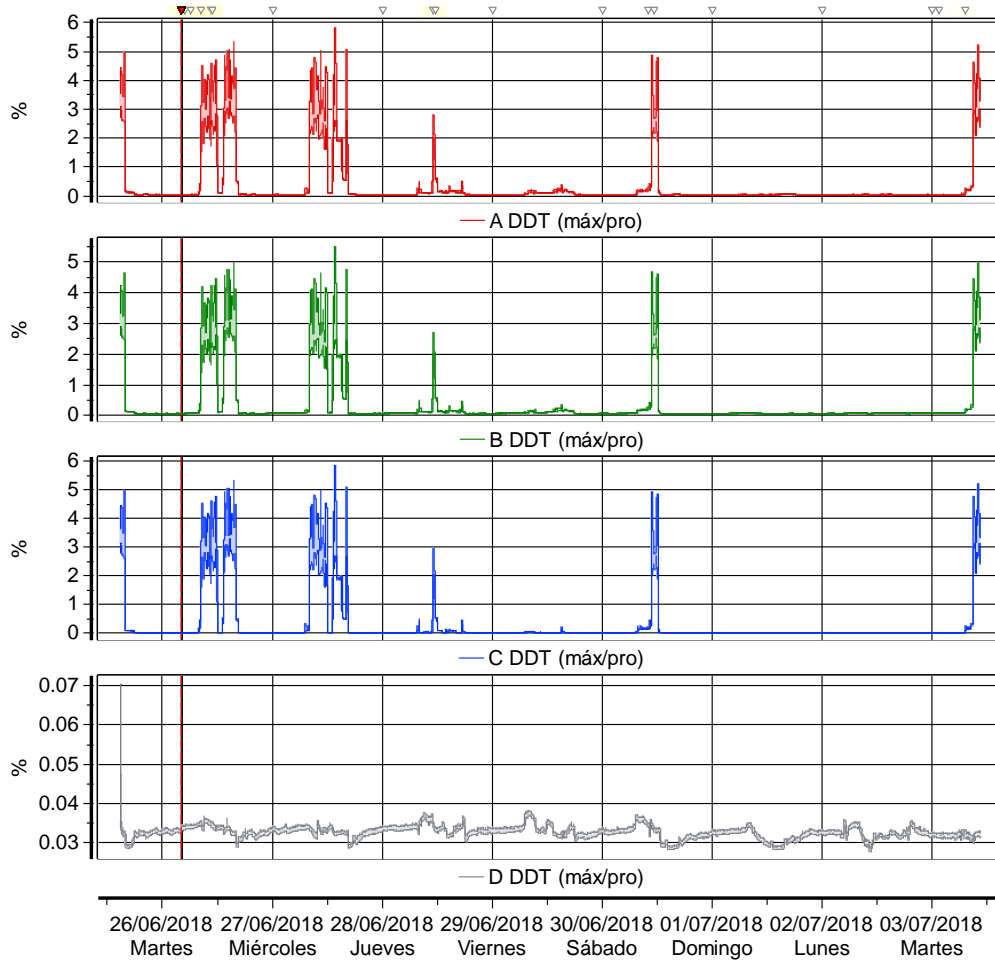


Figura 35. Distorsión total de demanda – BT de Industrias Pacecol S.A.S

En la Figura 36 se observa el desbalance de corriente durante el periodo de medida. Durante este tiempo se registro un percentil 95 de 109,38% el cual sobrepasa el 30% propuesto por la norma IEEE 1159-2009. Además, se puede observar que durante las horas de operación de la planta, siempre sobrepasa el límite.

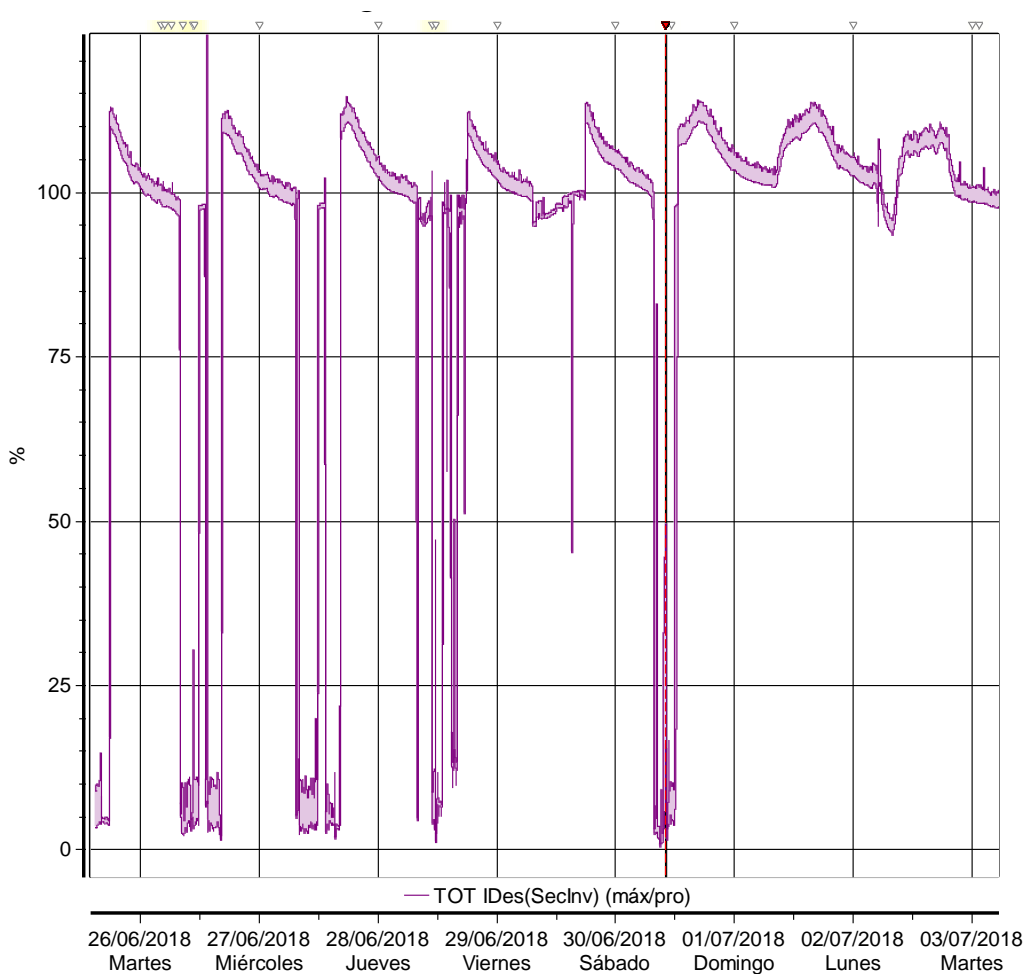


Figura 36. Desbalance de corriente de Industrias Pacecol S.A.S

En la Figura 37 se observa que en los periodos de operación de la planta el consumo de potencia activa es muy similar al de reactiva, se puede notar también que la mayor demanda de potencia activa es de 130,5 [kWh/h] y potencia reactiva 134,82 [kVARh/h]. Además, el factor de potencia osciló entre 0,6 y 0,75.

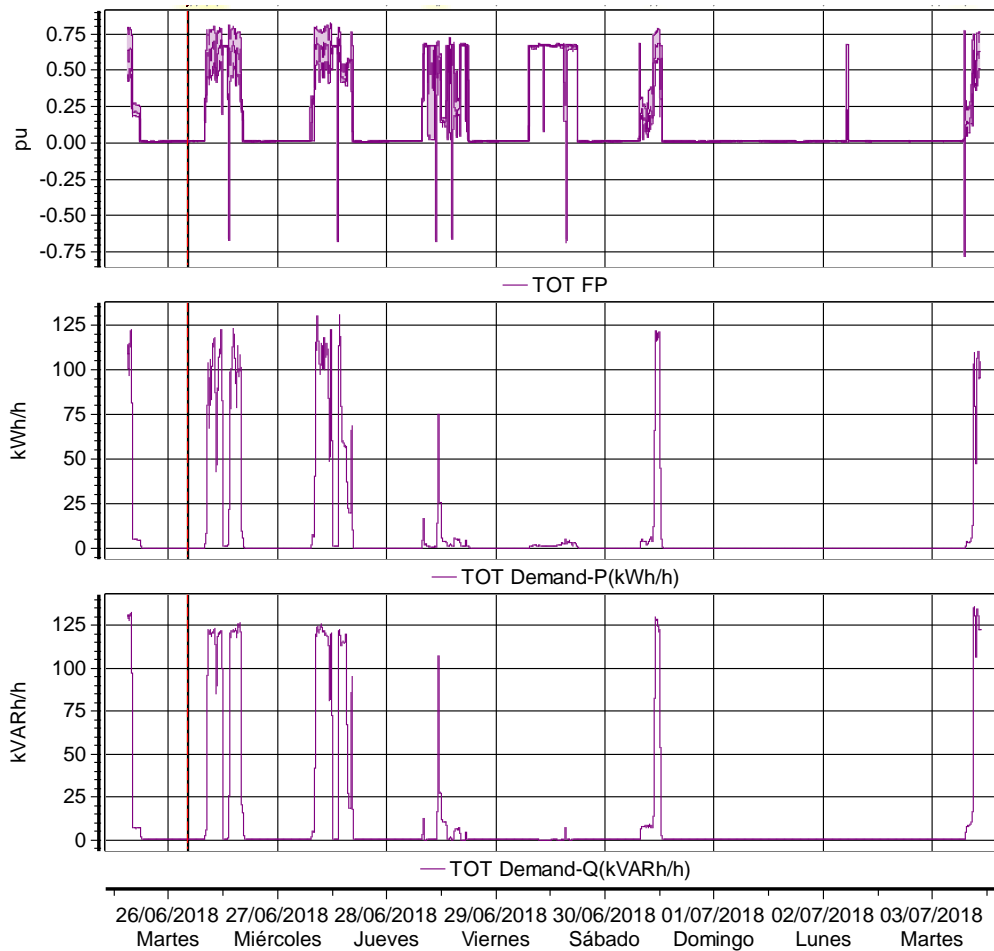


Figura 37. Consumo potencia activa y reactiva de Industrias Pacecol S.A.S

- **BELTRAN GARAFO LUCELINA**

En la Figura 38 se muestran las tensiones de fase medidas en los puntos establecidos en el capítulo de inspección y recopilación de datos del sitio a monitorizar, de acuerdo a la CREG 024 del 2005 los límites para este cliente son los mostrados en la Tabla 14.

Tabla 15.

Límites de tensión

Tensión nominal [V]	Limite inferior [V]	Limite superior [V]
130	117	143

En la Figura 38 se observa que las tensiones en la fase A, B y C se mantuvieron la mayor parte de periodo de medida dentro de los límites permitidos. Sin embargo, se presentaron algunos fenómenos atípicos los días 10, 11 y 14 de julio.

- El día 10 de julio de 2018 se presentó un (1) evento tipo SAG a las 15:21:16 PM, el cual fue ocasionado por un evento no programado sobre el circuito 48 501, debido a una falla en los pararrayos.
- El día 11 de julio de 2018 se presentó un (1) evento tipo SAG a las 14:52:32 PM, el cual fue ocasionado por un evento no programado sobre el circuito 48 501, debido a una falla en una caja cortacircuitos.
- El día 11 de julio de 2018 se presentó un (1) evento tipo SAG a las 19:18:40 PM, el cual fue ocasionado por un evento no programado sobre la línea 417 Palos – Rionegro.
- El día 14 de julio de 2018 se presentó un (1) evento tipo SAG a las 01:57:32 AM, el cual fue ocasionado por un evento no programado sobre la línea 417 Palos – Rionegro, debido a fuertes lluvias en la zona.

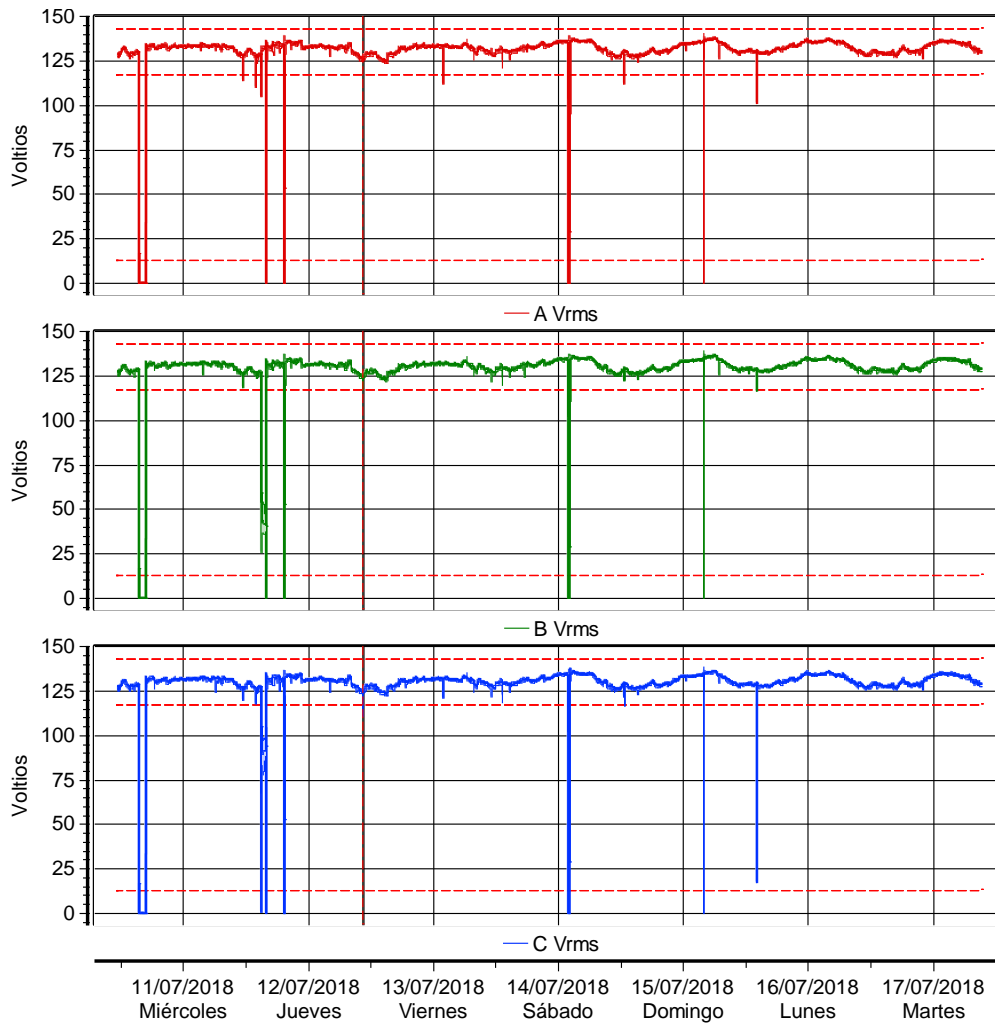


Figura 38. Tensiones de fase – BT del cliente Beltran Garafo Lucelina

En la Figura 39 se muestra el comportamiento de la distorsión armónica total de tensión por fase durante el periodo de medida. Durante este tiempo se registraron un percentil 95 de 3,18% en la fase A, 3,60% en la fase B y 3,68% en la fase C, valores que no superan el 8%, que es el valor máximo permitido para este indicador según lo establecido en la IEEE 519 de 2014.

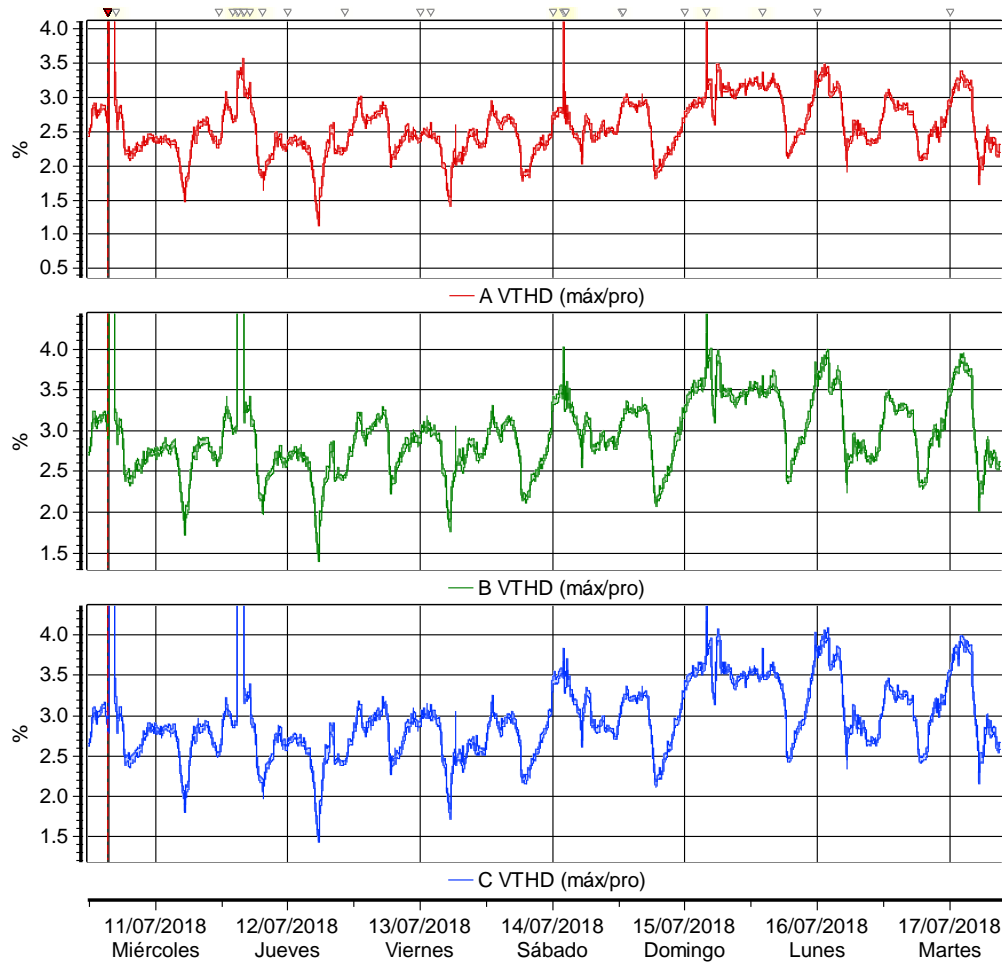


Figura 39. Distorsión armónica de tensión por fase- BT del cliente Beltran Garafo Lucelina

En la Figura 40 se muestra el comportamiento de la perceptibilidad de corta duración por fase durante el periodo de medida. Durante este tiempo se registraron un percentil 95 de 0,23 en la fase A, 0,24 en la fase B, 0,25 en la fase C, valores que no superan el 1, que es el valor máximo permitido para este indicador según lo establecido en la IEEE 1453 de 2015.

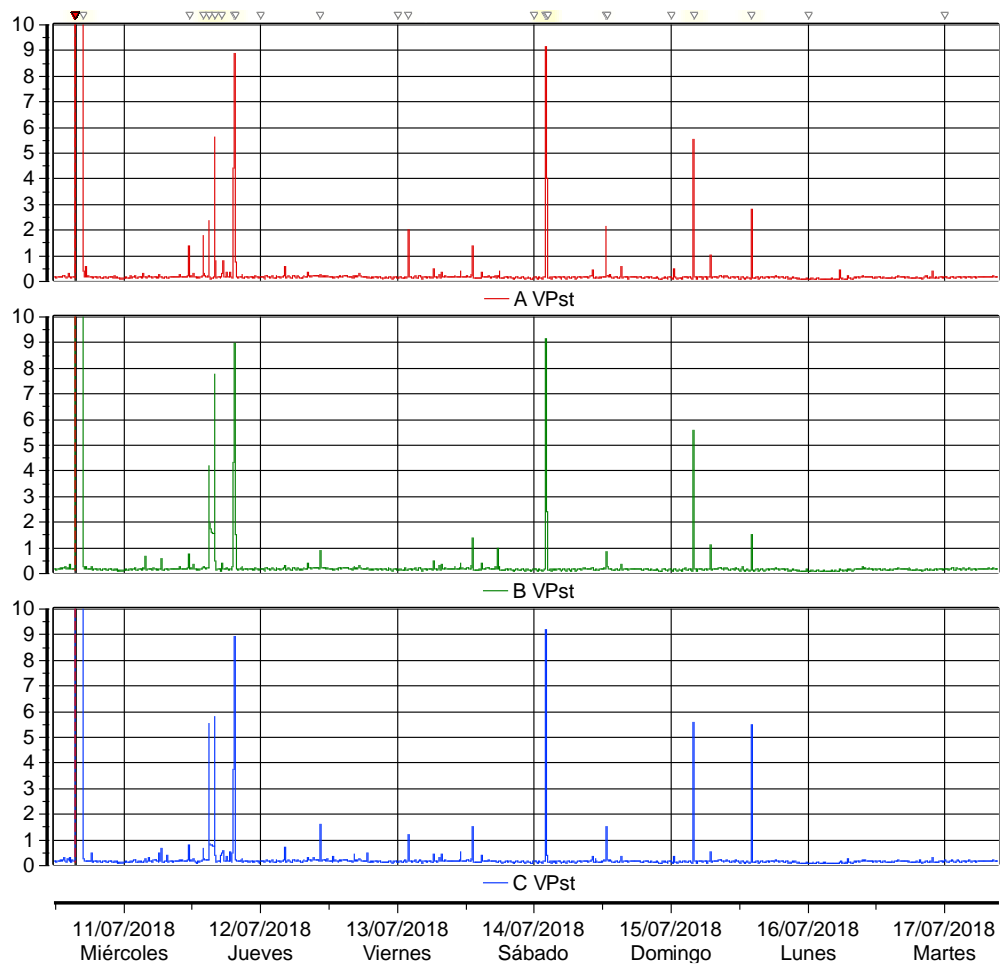


Figura 40. Perceptibilidad de corta duración- BT del cliente Beltran Garafo Lucelina

En la Figura 41 se muestra el comportamiento del desbalance de tensión durante el periodo de medida. Durante este tiempo se registro un percentil 95 de 0,911%, valor que no supera el 2%, que es el valor maximo permitido para este indicador según lo establecido en la CREG 065 del 2012.

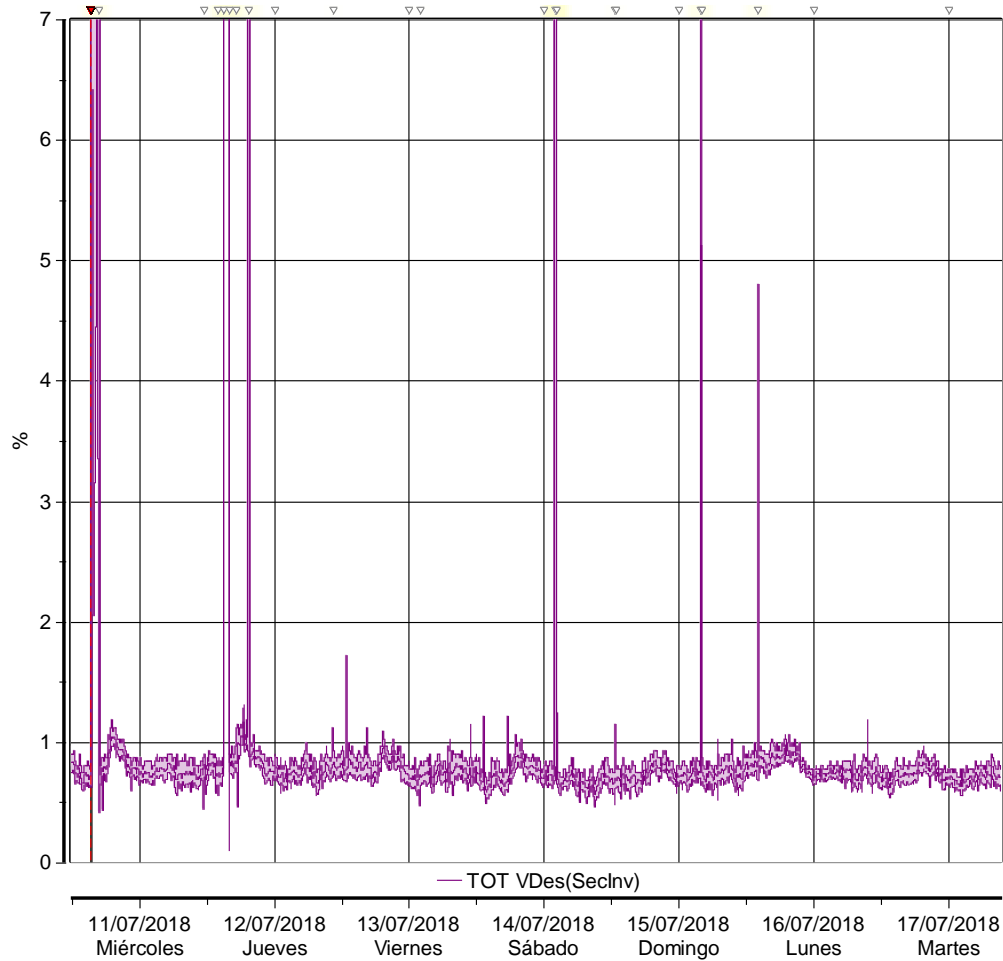


Figura 41. Desbalance de tensión –BT del cliente Beltran Garafo Lucelina

En la Figura 42 se muestra el comportamiento de la distorsión armónica total de corriente por fase durante el periodo de medida. Durante este tiempo se registraron un percentil 95 de 43,23% en la fase A, 8,70% en la fase B, 8,297% en la fase C y 86,35% por el neutro.

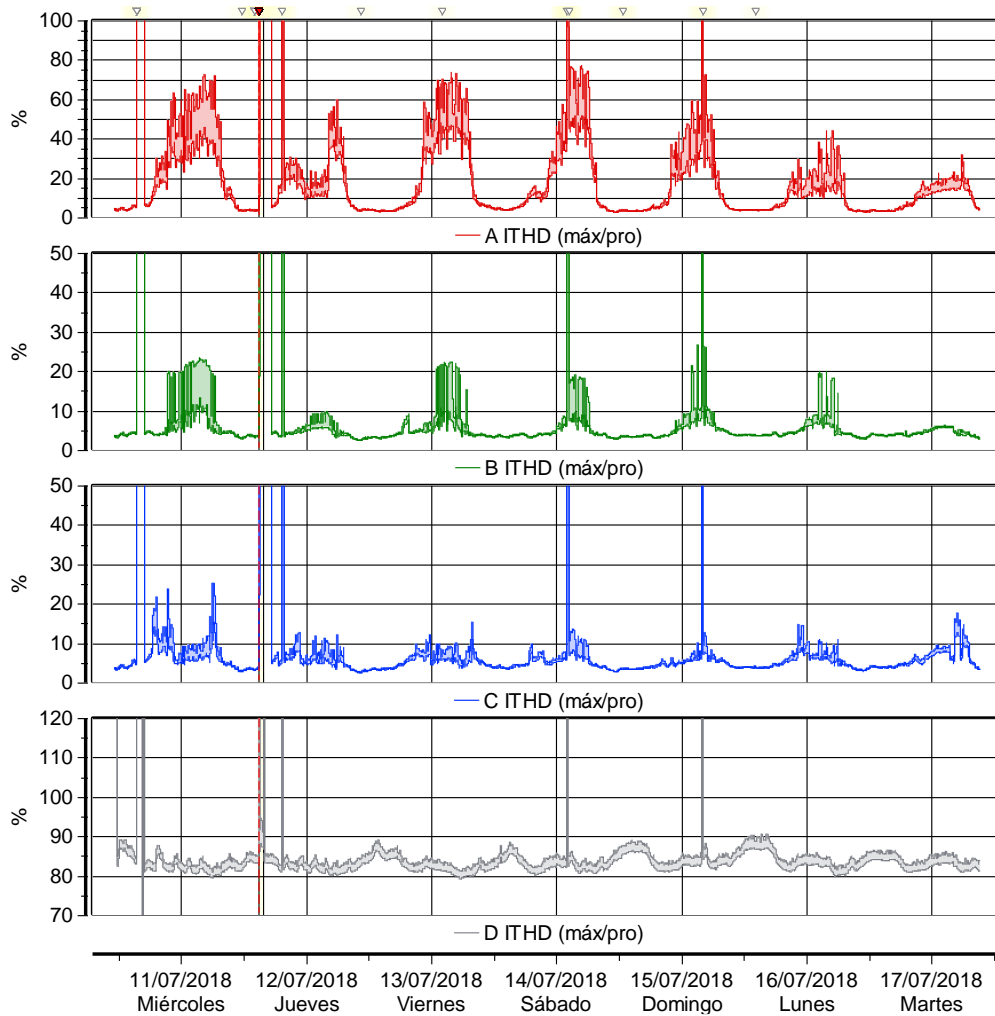


Figura 42. Distorsión armónica corriente- BT del cliente Beltran Garafo Lucelina

En la Figura 43 se muestra el comportamiento de la distorsión total de demanda durante el periodo de medida, para el calculo del límite de este parametro se tiene en cuenta la corriente de cortocircuito disponible en el punto de acoplamiento común y la máxima corriente demandada, las cuales tienen un valor de 15,60 [kA] y 1000 [A] respectivamente. Durante este tiempo se registraron un percentil 95 de 2,20% en la fase A, 1,99% en la fase B, 2,08% en la fase C, por lo cual ninguna de las fases supera el 5% que es el límite permitido.

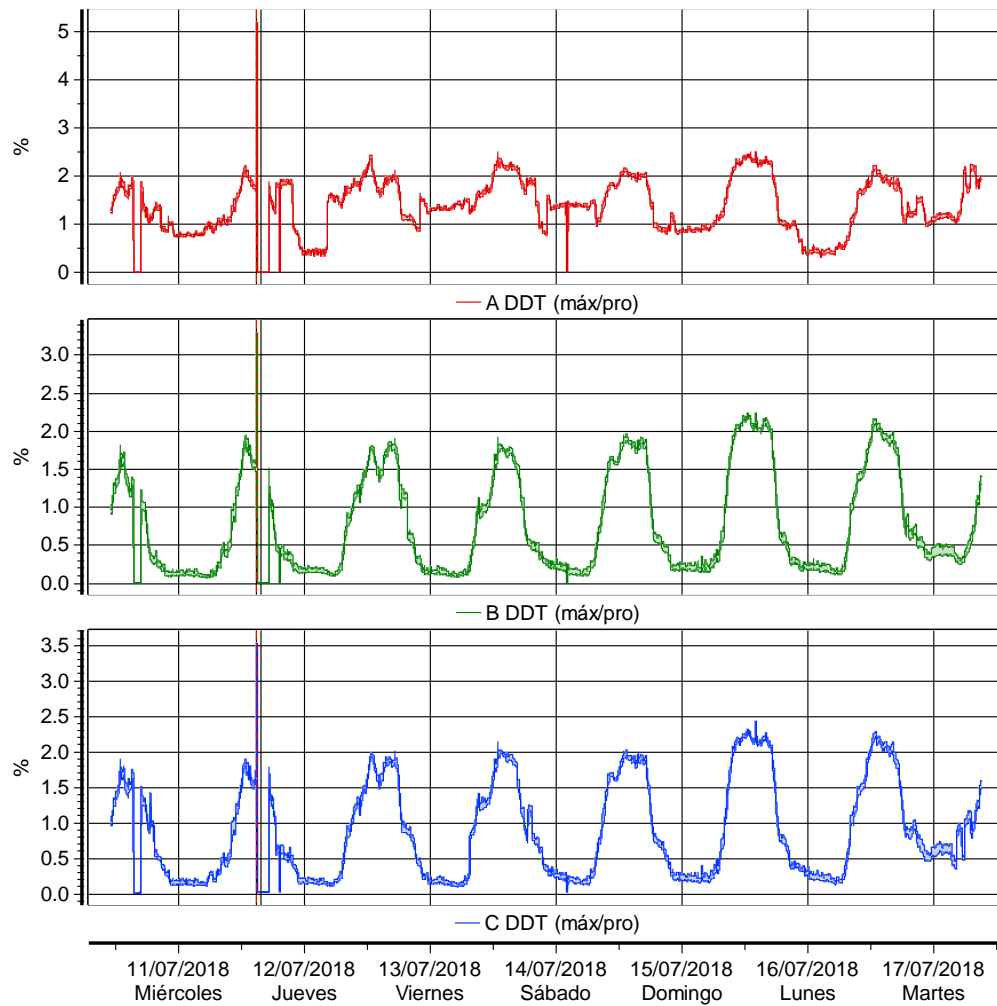


Figura 43. Distorsión total de demanda – BT del cliente Beltran Garafo Lucelina

En la Figura 44 se observa el desbalance de corriente durante el periodo de medida. Durante este tiempo se registro un percentil 95 de 26,42% el cual no sobrepasa el 30% propuesto por la norma IEEE 1159-2009.

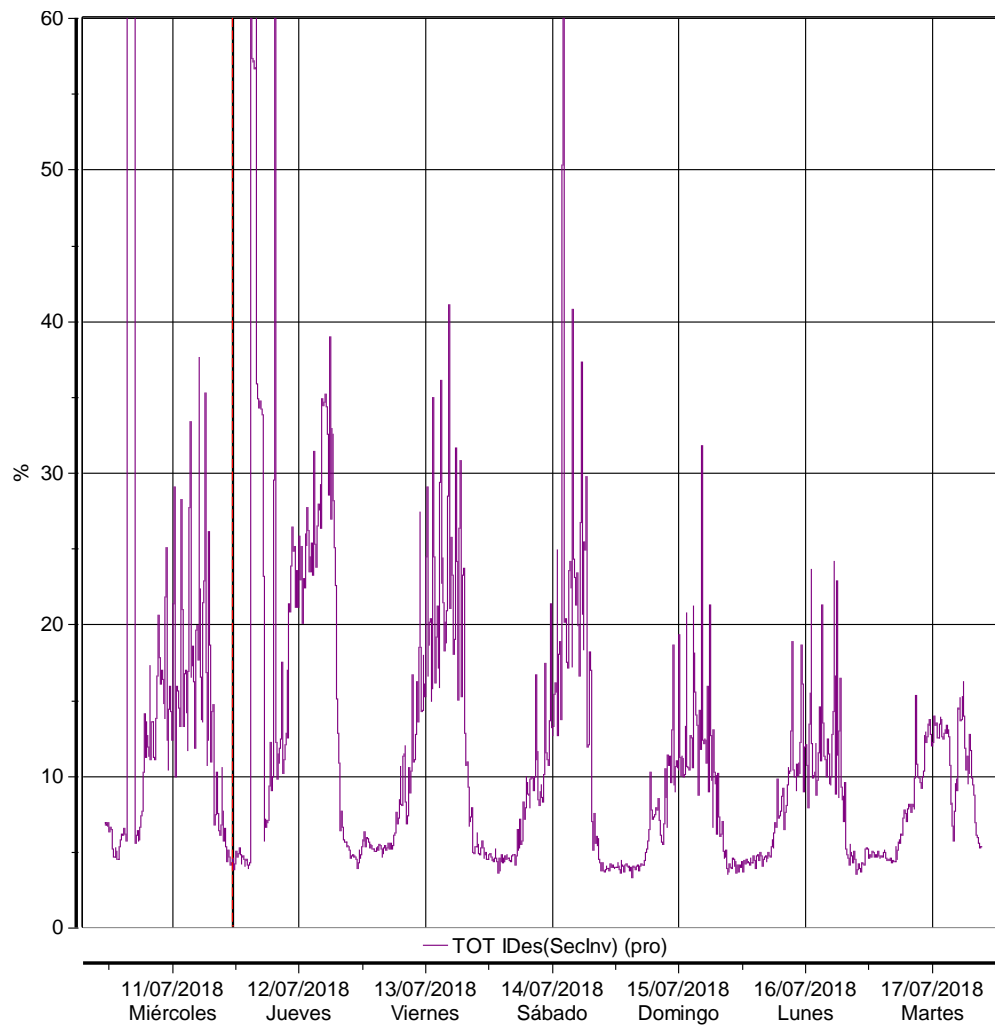


Figura 44. Desbalance de corriente

En la Figura 45 se observa que en los periodos de operación de la planta, el consumo de potencia activa es muy similar al de reactiva, se puede notar también que la mayor demanda de potencia activa es de 112,13 [kWh/h] y potencia reactiva 70,98 [kVARh/h]. Además, el factor de potencia osciló entre 0,7 y 0,8.

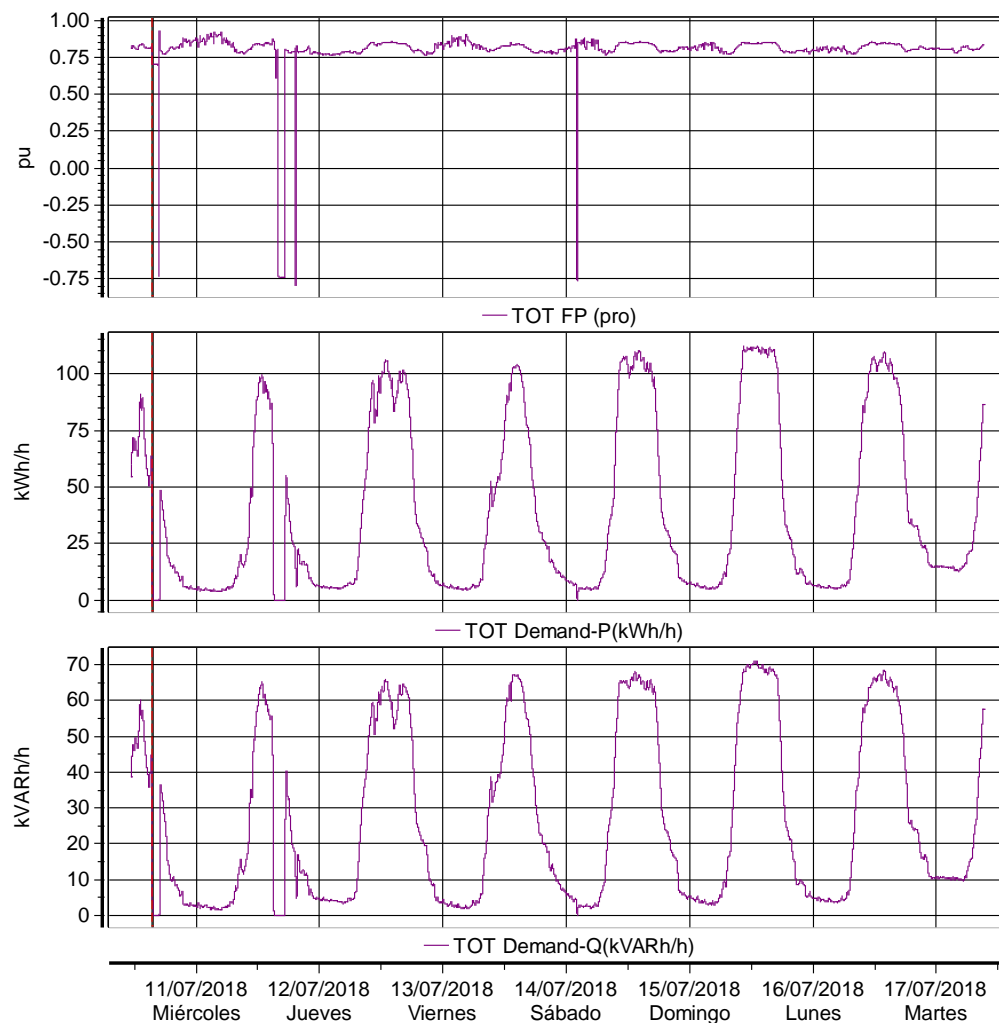


Figura 45. Consumo potencias activa y reactiva del cliente Beltran Garafo Lucelina

5. Conclusiones

A partir del desarrollo y finalización del presente trabajo de grado, se obtienen las siguientes conclusiones:

- La metodología planteada permitió cumplir con los objetivos propuestos y servirá como una guía para realizar los estudios de calidad de la potencia eléctrica en todas las subestaciones de la Electrificadora de Santander S.A E.S.P.
- La construcción de la matriz de criticidad permitió identificar los usuarios que posiblemente estaban afectando la calidad de la potencia eléctrica. Aunque los usuarios que se analizaron en este trabajo de grado no presentaron violación en la mayoría de los indicadores de calidad, si presentaban inconvenientes en el factor de potencia, el cual puede ser solucionado con alguna de las recomendaciones presentadas en la metodología.
- Se observó que durante las mediciones realizadas en terreno a los clientes que fueron objeto del análisis, se presentaron eventos de tensión de corta y larga duración, los cuales fueron ocasionados por falla en los activos de la Electrificadora de Santander S.A E.S.P., propias de la operación del sistema eléctrico.
- Con esta metodología se les comparte a los usuarios los respectivos resultados con las recomendaciones para mejorar la calidad de la potencia eléctrica en sus instalaciones y de esta manera hacer control de cargas eléctricas que pueden llegar a alterar el normal funcionamiento de la red eléctrica.
- La realización del presente trabajo de grado permitió poner en practica conceptos que fueron aprendidos a nivel teórico durante la carrera, además se logró como futuro profesional obtener un primer contacto con el sector industrial e interactuar con equipos que actualmente se utilizan para la monitorización de la calidad de la energía eléctrica.

6. Recomendaciones

Según las observaciones obtenidas durante el desarrollo de este proyecto de grado se realizan las siguientes recomendaciones para futuros trabajos y/o continuidad del tema:

- Se debe realizar el análisis presentado en la circular CREG 016 de 2017 en todas las subestaciones de la Electrificadora de Santander S.A E.S.P., antes de proceder a realizar la construcción de la matriz, esto permitirá ejecutar la metodología con prioridad en las barras que superen los indicadores estipulados en la circular y por tanto se podrán identificar usuarios que están afectado la calidad de la potencia eléctrica.
- Debido a que los valores de Pst, THDV y V2/V1 se tomaron a nivel de las barras, estos valores son comunes para todos los clientes por lo cual no tiene gran variación en la matriz, una solución sería instalar equipos de medida en diferentes secciones del circuito lo cual permitirá tener indicadores por tramos o ramales. Realizar esta solución sería muy costosa para las empresas, debido a que se debe instalar un grupo de medida (CT y PT), así como un medidor de calidad de la potencia clase A.
- Construir una matriz de criticidad vista desde el punto de vista del operador de red para poder garantizar una adecuada calidad de la energía eléctrica en el sistema eléctrico.

Referencias Bibliográficas

- Baggini, A. (2008). *Handbook of Power Quality. Handbook of Power Quality*. <https://doi.org/10.1002/9780470754245>
- Cabezas Jaimes, E. F., & Cabrera Sarmiento, J. A. (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.* Universidad Industrial de Santander.
- Castaño, S. R., & Plata, E. C. (2006). Calidad del servicio de energía eléctrica, 387. Retrieved from <http://www.bdigital.unal.edu.co/5073/>
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2005). Calidad de la potencia. *Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG-017*, 22.
- CREG. (1997). Resolución CREG 108 de 1997, por la cual se señalan los criterios generales sobre protección de los derechos de los usuarios de los servicios públicos de energía eléctrica, 1–36.
- CREG. (2005). Resolución CREG 024 de 2005, por la cual se modifican las normas de calidad de la potencia eléctrica aplicables a los servicios de Distribución de Energía Eléctrica, 1–10.
- CREG. (2012). Resolución CREG 065 de 2012, por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, que pretende establecer las normas de calidad de la potencia eléctrica aplicables en el Sistema Interconectado Nacional. 2012, 1–34.
- CREG. (2017). CIRCULAR 016 de 2017 actualización del estudio de diagnóstico de calidad de la potencia.
- Delgado, D. P., & Osorio, O. J. V. (2008). Evaluación de la calidad de energía en la Universidad Tecnológica de Pereira.

ICONTEC. (2008). NTC 5001 Calidad de la potencia eléctrica, (571), 60.

IEEE. (2009). *IEEE Std 1159 - IEEE recommended practice for monitoring electric power quality. The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc* (Vol. 2009). <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2009.5154067>

IEEE Std 1453-2015 (Revision of IEEE Std 1453-2011). (2015). *IEEE Recommended Practice for the Analysis of Fluctuating Installations on Power Systems* (Vol. 2015).

IEEE Std 519TM-2014. (2014). *IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems* IEEE Power and Energy Society, 2014. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2014.6826459>

International Electrotechnical Commission. (2004). *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-30: Testing and measurement techniques – Power quality measurement methods. Water* (Vol. 2004).

Introducción. (1882). *Disturbios Eléctricos*, 10–39. Retrieved from <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/626/A4.pdf?sequence=4>

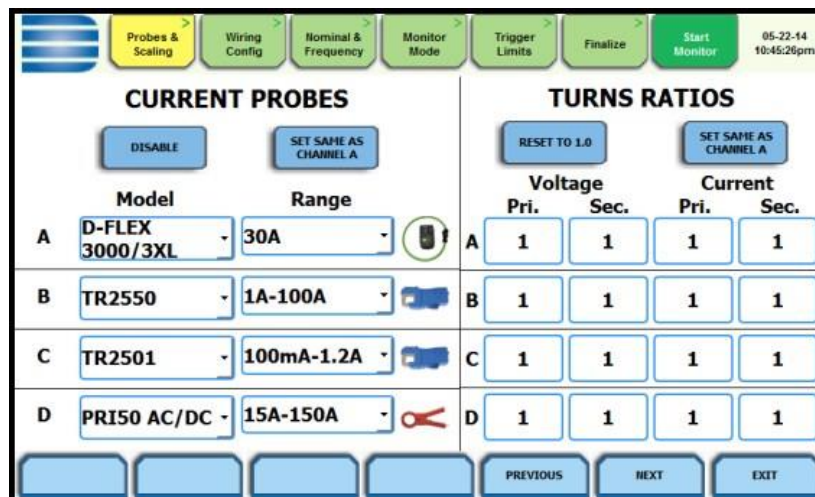
Seymour, J., & Horsley, T. (2010). *Suministro Eléctrico*, 1–22. Retrieved from https://www.apc.com/salestools/VAVR-5WKLPK/VAVR-5WKLPK_R0_LS.pdf

Apéndices

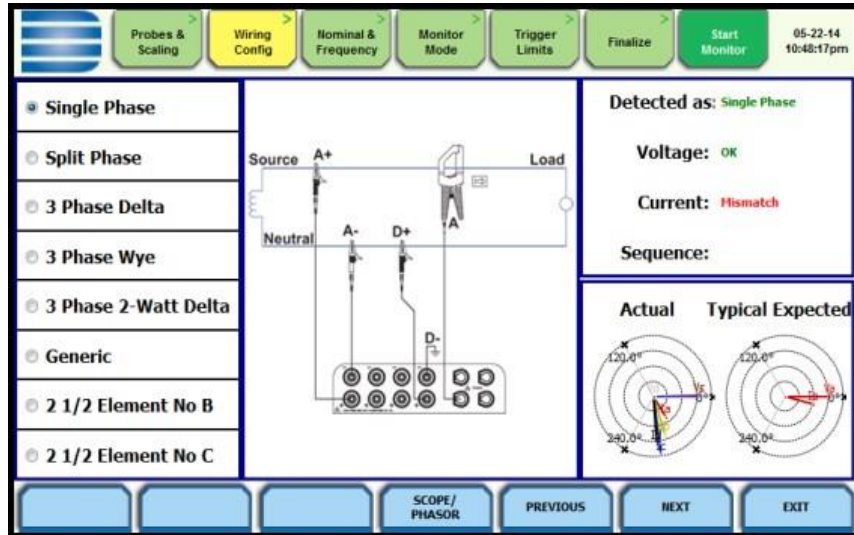
Apéndice A. Pantallas para el Ajuste de la programación del medidor DRANETZ HDPQ

La programación del equipo se realiza en la opción de asistente de configuración, la cual guía paso a paso la configuración del equipo por medio de una serie de pantallas donde se ingresa la información del circuito del usuario que se va a monitorear. A continuación, se presenta cada una de las pantallas.

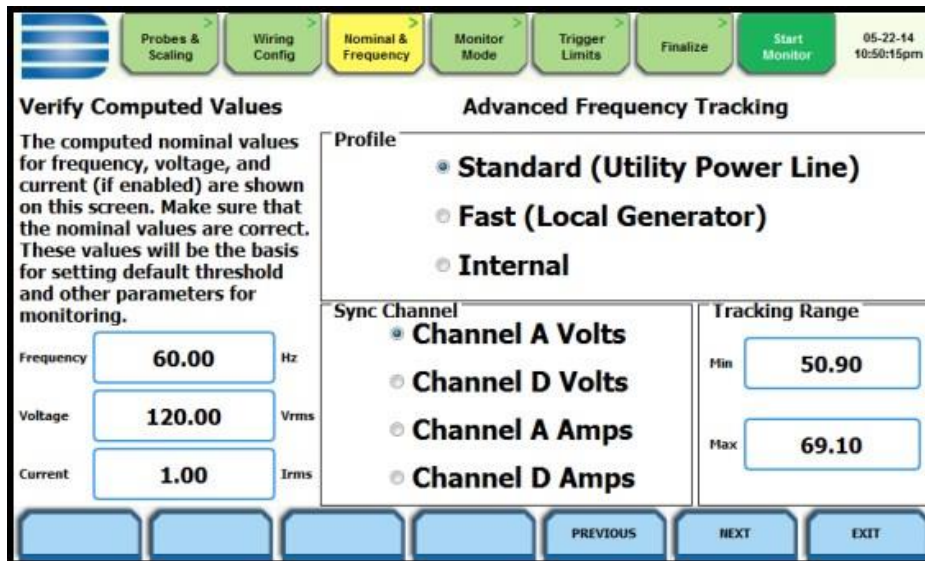
1. Ajuste de las pinzas de corriente y de las relaciones de transformación



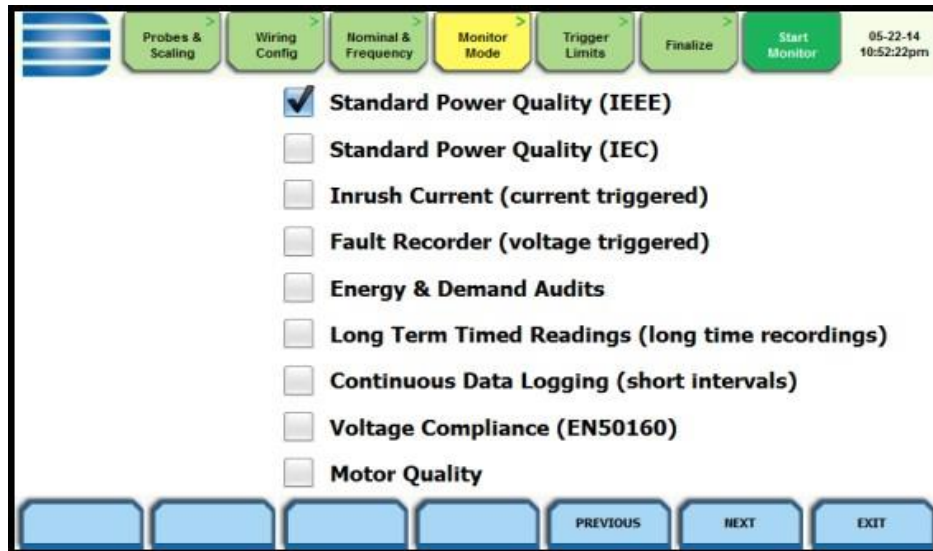
2. Selección del tipo de circuito



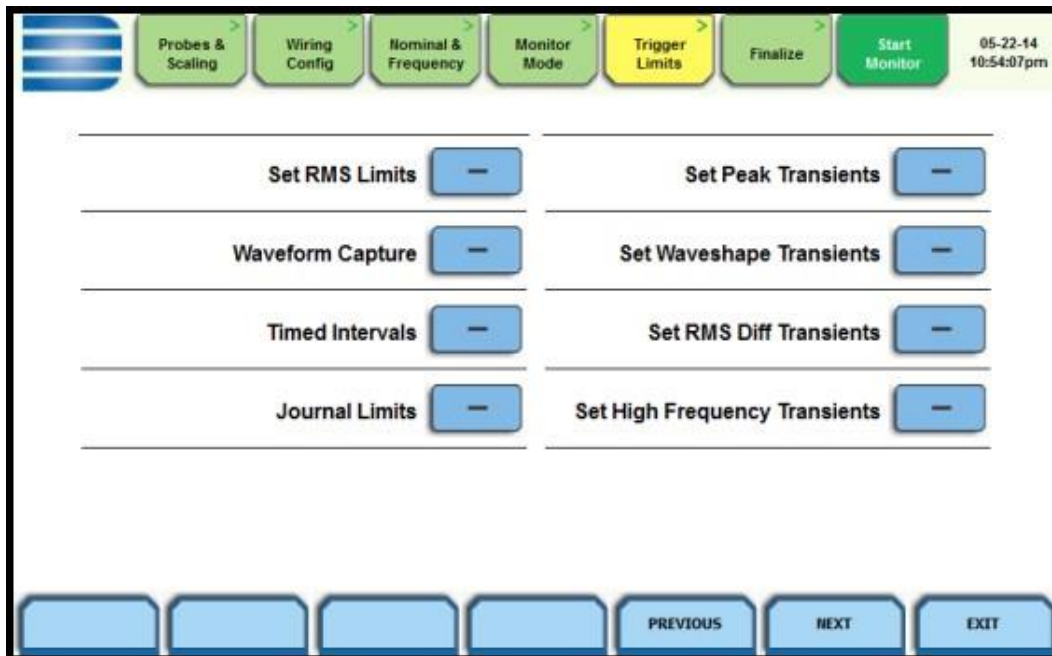
3. Ajustes de la frecuencia, tensión y corriente nominales



4. Modos de monitoreo



5. Configuración de los límites




6. Configuración de la finalización del monitoreo

The screenshot displays a software configuration window for monitoring. At the top, a navigation bar contains several menu items: 'Probes & Scaling', 'Wiring Config', 'Nominal & Frequency', 'Monitor Mode', 'Trigger Limits', 'Finalize', and 'Start Monitor'. The 'Finalize' button is highlighted in yellow, and the 'Start Monitor' button is green. The top right corner shows the date '05-22-14' and time '11:16:04pm'. The main interface is divided into three primary sections:

- Start/Stop Monitoring Conditions:** This section is split into two columns. The left column, titled 'Start', has three radio button options: 'Immediate' (selected), 'Delay' (with a 'dd:hh:mm:ss' input field), and 'Time/Date' (with '10:32:03 PM' and '05-22-14' input fields). The right column, titled 'Stop', has four radio button options: 'Storage Full', 'Delay' (with a 'dd:hh:mm:ss' input field), 'Time/Date' (with '10:32:03 PM' and '05-22-14' input fields), and 'Never' (selected).
- Memory:** This section displays 'Free Space 3.335 GB' and 'Used Space 4092.669 GB'. A 'Manage Memory' button is located to the right of the used space information.
- Optional Information:** This section contains three input fields: 'Name' (containing 'HDPQ1'), 'Location', and 'Notes'.

At the bottom of the window, there is a navigation bar with three buttons: 'PREVIOUS', 'NEXT', and 'EXIT'.

Apéndice B. Formato de inspección e instalación de calidad de la potencia

 <p>ESSA Grupo eprj</p>	MACROPROCESO PRESTACIÓN DE SERVICIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Versión No.: 01
	PROCESO OPERACIÓN DEL SISTEMA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	Página: 1 de 1
	FORMATO DE INSPECCIÓN CALIDAD DE LA POTENCIA	Código: xxxxxxxx
DATOS GENERALES		
Fecha:	Número de cuenta:	
Cliente:	Clase de servicio:	
Comercializador:	Nivel de tensión:	
Persona a cargo de la visita:	Número del apoyo:	
Dirección:	Número del medidor:	
Barrio:	Marca:	
Municipio	Hora inicio de la visita:	
Circuito o línea:	Hora final de la visita:	
DATOS DEL TRANSFORMADOR		
Potencia [kVA]	Conexión:	
Tensión Alta:	Taps:	
Tensión Baja:	Posición Tap:	
DESCRIPCIÓN LUGAR DE INSTALACIÓN DEL INSTRUMENTO:		
INFORMACIÓN DEL USUARIO		
Equipos en las instalaciones:		
Compensación de reactiva: SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>		
Fecha del ultimo mantenimiento a los equipos:		
Planta eléctrica: SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>		
Protecciones de los equipos:		
DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA (Equipos afectados, naturaleza del problema, cuando y con que frecuencia ocurre, coincide con otro problema)		
OBSERVACIONES GENERALES		
CLIENTE:	Nombre:	
	Firma:	
	Cargo:	
TRABAJADOR ESSA:	Nombre:	
	Firma:	
	Cargo:	