

**METODOLOGÍA PARA LA ESTIMACIÓN DE LA DISTORSIÓN ARMÓNICA DE
CORRIENTE EN REDES DE DISTRIBUCIÓN Y ANÁLISIS DEL IMPACTO EN
LOS TRANSFORMADORES**

**LAURA HELENA TARAZONA HERNÁNDEZ
DANIEL ENRIQUE VÉLEZ POVEDA**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2015**

**METODOLOGÍA PARA LA ESTIMACIÓN DE LA DISTORSIÓN ARMÓNICA DE
CORRIENTE EN REDES DE DISTRIBUCIÓN Y ANÁLISIS DEL IMPACTO EN
LOS TRANSFORMADORES.**

**LAURA HELENA TARAZONA HERNÁNDEZ
DANIEL ENRIQUE VÉLEZ POVEDA**

Proyecto de grado para optar por el título de Ingeniero Electricista

**DIRECTOR
GABRIEL ORDÓÑEZ PLATA
Ingeniero Electricista, Ph.D**

CODIRECTORES

**JULIO CÉSAR CHACÓN VELÁSCO
Ingeniero Electricista, M.Sc**

**GABRIEL ALEXIS MALAGÓN CARVAJAL
Ingeniero Electricista, M.Sc**

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

2015

DEDICATORIAS

El camino hacia cumplir las metas está rodeados de alegrías, satisfacciones, sacrificios, desilusiones, lágrimas y temores. A pesar de estas dificultades siempre se cuenta con personas que te brindan apoyo incondicionalmente en el transcurrir de este camino. Por eso al terminar satisfactoriamente esta etapa de mi vida cumpliendo mí objetivo quiero dedicar el presente proyecto de grado a:

Dios y a la Virgen, por ser el creador de mi vida por colmarme de salud, fortaleza y sabiduría para vencer todas las adversidades y obstáculos que se me presentaron en camino.

A mis amados padres Henry Tarazona e Ileana Hernández Pérez, por ser el pilar de mi formación. Gracias por los consejos, amor incondicional, comprensión, sacrificio, por ser el mejor ejemplo de tenacidad y porque con su apoyo han hecho posible la culminación de esta etapa de mi vida. Son el motor de mi vida y hoy retribuyo parte de su esfuerzo con este logro que no solo es mío sino también de ustedes, por el cual viviré eternamente agradecida.

A la flaca de mi corazón; mi hermana Eliana María Tarazona Hernández que a pesar de su corta edad me enseña todos los días a ser feliz, a tener ilusiones, a demostrarme que siempre puedo contar con ella incondicionalmente para realizar mis sueños, Gracias por tu inmenso amor por tu sacrificio, por tu comprensión y por tu presencia que siempre será totalmente indispensable en mi vida.

Agradezco también al amor de mi vida Daniel Enrique Vélez Poveda por permitir que estemos juntos cumpliendo nuestras metas, por tener paciencia antes las adversidades y sabiduría para enfrentarlas, por brindarme respeto, apoyo, comprensión, amor y alegría con cada momento juntos que se hace inolvidable, por el tiempo que dedicó para la realización de este trabajo de grado y por ultimo agradezco a su familia por el cariño y acogida que me han brindado.

A mis primos, especialmente a Alicia González Hernández, Juan Diego Cepeda Hernández, a Lisbeth Milena Ramírez Aparicio y a Juan Camilo Mendoza Ramírez a mi tía Alix Hernández, a mis tíos, y demás familiares, por esa lucha inalcanzable de ayudarme a seguir adelante dándome una voz de alimento, por el tiempo que nunca podré devolverles pero si agradecerles.

A mis amigos y compañeros de estudio especialmente a Pablo Alejandro Salamanca Galvis (Q.E.P.D), gracias por su amistad, su apoyo y por contagiarme de sus alegrías, a mis profesores por cultivar nuestras mentes impartiendo sus conocimientos haciendo posible esta meta alcanzada.

Laura Helena Tarazona Hernández

A Dios quien sin importarle que muchas veces me olvide de él, me permite levantarme cada mañana y me guía para alcanzar cada meta.

A mi madre, Rosa Melia Poveda, luchadora incansable, mi mayor motivación, mi razón y mi fuerza para salir adelante, mi apoyo incondicional, quien cada día me da todo su amor y jamás ha permitido que nada me falte. Te amo mamita.

A mis abuelos, Daniel Poveda y Josefina Poveda, quienes siempre me han brindado amor de padres y me han respaldado en cada situación que me ha presentado la vida.

A mi princesa hermosa, Laura Helena Tarazona Hernández, amor de mi vida. Es motivación, causa fundamental, apoyo total y mi compañera incondicional para alcanzar esta meta. Quien comparte conmigo los buenos y malos momentos, me soporta, me tolera y me ayuda a ser mejor persona cada día. Te amo cachetona.

A mis tíos Joselin, Michell, José Daniel y Jeremías, a mis tías Luz Marina, Mary, Liliana, Claudia y Luz Ángela y a mi primo Joaquín, quienes se sienten orgullosos por ver este sueño hecho realidad. Son quienes me han enseñado valores y se preocupan por mi integridad física, moral y espiritual.

A mi abuela Mary Zuluaga de Vélez (Q.E.P.D) quien debería estar acompañándome, pero desde donde esté, seguramente está protegiéndome y sintiéndose muy orgullosa.

A Don Samuel Vélez, a María José, a Paula y a Laura, mi padre y mis hermanas, quienes a pesar de la distancia, de algún modo siempre están presentes.

A mi abuelo Santiago, a mis tíos Mauricio, Luis Fernando, Isaac, Juan Carlos y Gerardo por su incondicional apoyo y confianza.

A Ileana Hernández, a Eliana Tarazona, a Lisbeth Ramírez y a Alix Hernández, quienes desde el primer momento me han hecho sentir como en familia.

A los compañeros que alguna vez quisieron alcanzar este sueño y por distintas razones no lo lograron, principalmente a Pablo Alejandro Salamanca Galvis (Q.E.P.D).

A los compañeros que hicieron llevadera mi estadía en la universidad.

Finalmente a los profesores quienes me ayudaron a formar como profesional, brindándome parte de su gran sabiduría y experiencia, principalmente a Gabriel Ordoñez Plata, a Gabriel Alexis Malagón, a Julio César Chacón y Jorge Hernando Ramón Suárez (Q.E.P.D) por la colaboración y los valiosos aportes para llevar a cabo este proyecto de grado.

A todos infinitas gracias, por ustedes he podido llegar hasta acá.

Daniel Enrique Vélez Poveda

AGRADECIMIENTOS

A Dios por bendecirnos a diario y permitirnos alcanzar esta meta.

A los docentes de la escuela de ingenierías eléctrica, electrónica y de telecomunicaciones, quienes con su sabiduría y experiencia nos formaron como profesionales, especialmente a los ingenieros Julio César Chacón, Gabriel Alexis Malagón y al Dr. Gabriel Ordóñez con quienes desarrollamos este trabajo.

A los ingenieros Raúl Cadena de la ESSA, Sergio Patiño de Rymel así como al profesor Jorge Hernando Ramón (Q.E.P.D) y a nuestro compañero Jerson Orozco, quienes hicieron importantes aportes para el desarrollo este trabajo.

A nuestros familiares y allegados por brindarnos todo el apoyo durante la materialización de este sueño.

A todos Gracias.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	22
1. METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA DISTORSIÓN ARMÓNICA DE CORRIENTE	26
1.1 MONITORIZACIÓN DE LA CALIDAD DE LA POTENCIA ELÉCTRICA	26
1.2 NORMATIVA Y REGLAMENTACIÓN.....	27
1.2.1 Estándar IEC 61000-4-30	27
1.2.2 Resoluciones CREG 016 de 2007 y 065 del 2012.....	30
1.2.3 Estándar IEEE 1459	32
1.3 DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA A CONSIDERAR.....	38
1.3.1 Distorsión armónica total.....	39
1.3.2 Desbalances de tensión y corriente en sistemas trifásicos.....	42
1.3.3 Comparación con el estándar IEEE 1459	44

2. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE ESTIMACIÓN DE LA DISTORSIÓN ARMÓNICA DE CORRIENTE AL TRANSFORMADOR 4148	45
2.1 MONITOR DE CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA PQUBE	45
2.2 PROGRAMACIÓN DEL MEDIDOR PQUBE.....	48
2.3 GESTIÓN DE DATOS.....	50
2.3.1 Datos del transformador.....	52
2.3.2 Análisis de los datos	54
2.3.2.1 Análisis de las tensiones.....	54
2.3.2.2 Análisis de las corrientes	58
2.3.2.3 Análisis de las curvas de potencia	65
3. ANÁLISIS DE COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA EN TRANSFORMADORES	72
3.1 CONSIDERACIONES GENERALES	72
3.2 CÁLCULO DE LA CAPACIDAD EQUIVALENTE DEL TRANSFORMADOR UTILIZANDO LOS DATOS DE LAS PRUEBAS DE RUTINA	75
3.3 FACTOR ARMÓNICO DE PÉRDIDAS (F_{HL} , F_{HL-STR}).....	79
3.4 DEFINICIÓN DEL <i>K-FACTOR</i> (UNDERWRITER LABORATORIES)	86

4. DIMENSIONAMIENTO DEL CALIBRE DEL CONDUCTOR NEUTRO DEL TRANSFORMADOR.....	91
4.1 NORMATIVIDAD	92
4.1.1 RETIE Artículo 15. Sistema de puesta a tierra.....	92
4.1.2 Estándar IEC 60364-5-52	92
4.2 VERIFICACIÓN DEL CALIBRE DEL NEUTRO DEL TRANSFORMADOR N°4148 PROPIEDAD DE LA ESSA.	96
5. PROPUESTAS PARA LA MITIGACIÓN DE LA DISTORSIÓN O DE ALGUNOS DE LOS EFECTOS DE LA MISMA SOBRE LOS TRANSFORMADORES	100
5.1 FILTRADO DE COMPONENTES ARMÓNICAS DE CORRIENTE.....	100
5.1.1 Filtros sintonizados	101
5.2 DIMENSIONAMIENTO DEL NEUTRO	102
5.3 POSICIÓN DE CARGAS Y TRANSFORMADORES	102
5.4 CAMBIO DE TRANSFORMADOR CONVENCIONAL POR UNO CON <i>K FACTOR</i>	104
6. CONCLUSIONES	106
7. OBSERVACIONES.....	110

BIBLIOGRAFIA.....112

ANEXOS.....115

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Descomposición de la potencia aparente según el estándar IEEE 1459	33
Figura 2 Medidor PQube instalado en el transformador 4148	46
Figura 3 Perfil de potencias	50
Figura 4 Perfil de tensiones	51
Figura 5 Perfil de corrientes	51
Figura 6 Transformador de distribución N° 4148	52
Figura 7 Placa del transformador	53
Figura 8 Perfil de semanal del valor eficaz de las tensiones de fase	54
Figura 9 Perfil semanal del desbalance de la componente fundamental de la tensión del sistema trifásico	55
Figura 10 Perfil semanal de las tensiones efectivas: Total, fundamental y armónica	56
Figura 11 Perfil semanal de la distorsión armónica total de tensión por fase (THD_V)	56
Figura 12 Perfil semanal de la distorsión armónica total efectiva de tensión (THD_{eV})	57
Figura 13 Perfil semanal de las corrientes de línea y del neutro del sistema trifásico	58
Figura 14 Perfil semanal de las corrientes efectivas: Total, fundamental y armónica	59
Figura 15 Perfil semanal del desbalance de la componente fundamental de la corriente	60
Figura 16 Perfil del desbalance de la componente fundamental de la corriente el día 9/04/15	61

Figura 17 Perfil semanal de la distorsión armónica total de corriente (THD _i)	61
Figura 18 Perfil semanal de la distorsión armónica total de corriente en el neutro (THD _i)	62
Figura 19 Perfil semanal de la distorsión de demanda total	62
Figura 20 Perfil semanal de la distorsión de demanda total en el neutro	64
Figura 21 Perfil semanal de la distorsión armónica total efectiva de la corriente (THD _{ei})	65
Figura 22 Perfil semanal de la potencia de dimensionamiento (aparente) trifásica aritmética y efectiva	65
Figura 23 Perfil del comportamiento de la potencia de dimensionamiento (aparente) trifásica aritmética y potencia (aparente) efectiva diaria	67
Figura 24 Curva de demanda diaria de ESSA	67
Figura 25 Perfil de las potencias trifásicas de dimensionamiento aritmética (S), activa (P), reactiva de Budeanu (Q _B) y de distorsión de Budeanu (D _B)	68
Figura 26 Perfil de las componentes de la potencia de dimensionamiento (aparente) fundamental, activa y reactiva de secuencia positiva (S ₁ ⁺ , P ₁ ⁺ , Q ₁ ⁺)	68
Figura 27 Perfil del comportamiento de las potencias de dimensionamiento del estándar IEEE 1459	69
Figura 28 Perfil de los factores de potencia por cada una de las fases del sistema trifásico	71
Figura 29 Perfil de los factores de potencia aritmético y efectivo del sistema trifásico	71
Figura 30 Valores eficaces de las corrientes máximas de las tres corrientes de línea	85
Figura 31 Perfil del <i>K-Factor</i> para las tres corrientes de línea	89
Figura 32 Corriente por el conductor neutro medida y calculada	99
Figura 33 Disposición de un filtro sintonizado con capacitor en conexión delta	101
Figura 34 Posición de cargas (recomendada)	102
Figura 35 Posicionamiento de cargas perturbadoras	103
Figura 36 Alimentación independiente de cargas no lineales	103

Figura 37 Conexión Dyd	104
Figura 38 Tensiones de fase específica valor máximo	125
Figura 39 Grafico dinámico	126
Figura 40 Esquema del programa	127
Figura 41 Recuadros de cambio	127

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Variables del medidor PQube	28
Tabla 2 Indicadores para sistemas trifásicos con formas no sinusoidales.	38
Tabla 3 Límites para la distorsión armónica de tensión	41
Tabla 4 Límites de distorsión de corriente	42
Tabla 5 Porcentaje máximo de desbalance de tensión	43
Tabla 6 Porcentaje máximo de desbalance de corriente	44
Tabla 7 Tabla de comparación entre parámetros medidos con el PQube y los estimados con el estándar IEEE 1459	44
Tabla 8 Datos de ubicación del transformador 4148	53
Tabla 9 Características eléctricas del transformador 4148	53
Tabla 10 Valores máximos declarados de corriente sin carga (I_0), pérdidas sin carga (P_0), pérdidas con carga (P_C) y tensión de cortocircuito a 85°C (U_Z)	74
Tabla 11 Pérdidas de potencia por dispersión y corrientes de eddy	78
Tabla 12 Pérdidas de potencia nominales del transformador	78
Tabla 13 Ejemplo del cálculo de F_{HL} , F_{HL-STR}	80
Tabla 14 Corrección de pérdidas de potencia en el transformador	82
Tabla 15 Ejemplo del cálculo del “ <i>K-Factor</i> ”	88
Tabla 16 Factores de corrección recomendados	95
Tabla 17 Condición más desfavorable del tercer armónico por día	97
Tabla 18 Registro de corrientes por el neutro durante una semana	98
Tabla 19 Conexiones especiales	104

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A Ajustes de programación del medidor PQUBE.....	115
Anexo B Tensión en el día 13/04/2015	125
Anexo C Instrucciones para graficar en el sistema de gestión de datos (Excel)..	126

GLOSARIO

Calidad de potencia eléctrica: Conjunto de características de la electricidad en un punto dado de un sistema de potencia en un momento determinado, que permiten satisfacer las necesidades requeridas por el usuario de la electricidad. Estas características son evaluadas con respecto a un conjunto de parámetros técnicos de referencia.

Carga: La potencia eléctrica requerida para el funcionamiento de uno o varios equipos eléctricos o la potencia que transporta un circuito.

Carga no lineal: Una carga eléctrica cuya característica tensión/corriente es no lineal, es decir que la señal de corriente no sigue la misma forma de onda de la señal de tensión, de la cual se está alimentando la carga.

Compatibilidad electromagnética: Capacidad de un equipo o sistema para funcionar satisfactoriamente en su ambiente electromagnético, sin dejarse afectar ni afectar a otros equipos por energía electromagnética radiada o conducida.

Componente armónica: Señal senoidal cuya frecuencia es un múltiplo entero de la frecuencia fundamental.

Control de calidad: Proceso de regulación, a través del cual se mide y controla la calidad real de un producto o servicio.

Corriente de demanda máxima (IL): Es el valor máximo de corriente R.M.S., de todas las fases, agregada en intervalos de 10 min. en un periodo de evaluación de

mínimo una semana.

Curva de demanda diaria (CDD): Valores en por unidad que representan el consumo de potencia diaria de una vivienda con determinado estrato socioeconómico.

Demanda: Carga en los terminales de recepción, promediada normalmente durante 15 minutos.

Demanda máxima: La mayor de todas las demandas ocurridas durante un período determinado.

Demanda promedio: Valor medio de las demandas tomadas en un periodo determinado.

Factor de demanda: relación entre la demanda máxima de una instalación o parte de una instalación y la carga total conectada a la instalación o parte de la instalación considerada.

Factor de diversidad: Razón de la suma de las demandas máximas individuales de las varias subdivisiones de un sistema, a la demanda máxima de todo el sistema.

Frecuencia fundamental: Frecuencia a la cual el sistema está diseñado para operar (60 [Hz] para Colombia).

Neutro: Conductor activo equipotencializado con respecto a varias fases normalmente puesto a tierra, bien sólidamente o a través de un impedancia limitadora.

Nominal: Término aplicado a una característica de operación, indica los límites de diseño de esa característica para los cuales presenta las mejores condiciones de operación. Los límites siempre están asociados a una norma técnica.

Potencia activa: Valor promedio de la potencia instantánea en un número entero de periodos. Es la componente de la potencia de dimensionamiento para la cual la tensión se encuentra en fase con la corriente.

Potencia reactiva: Componente en cuadratura, de la potencia de dimensionamiento. Se obtiene como la raíz cuadrada de la diferencia de los cuadrados de la potencia de dimensionamiento y la potencia activa.

Periodo de agregación: Periodo de tiempo durante el cual se aplica el método de agregación, utilizado para registrar las diferentes variables de estado estable de calidad de potencia eléctrica.

Periodo de medida: Es el periodo de tiempo durante el cual se realizan las mediciones de los diferentes parámetros de calidad de potencia de manera ininterrumpida.

RESUMEN

TÍTULO: Metodología para la estimación de la distorsión armónica de corriente en redes de distribución y análisis del impacto en los transformadores*.

AUTORES: Laura Helena Tarazona Hernández
Daniel Enrique Vélez Poveda**

PALABRAS CLAVES: Distorsión armónica de corriente, compatibilidad electromagnética, desbalance de carga, componente fundamental, PQube, período de muestreo.

DESCRIPCIÓN:

La calidad de la potencia eléctrica se ha visto afectada por el incremento masivo de carga de tipo no lineal. Esta carga se presenta en su mayoría por cuenta de equipos sensibles a las perturbaciones de onda (dispositivos electrónicos) y que al mismo tiempo generan variaciones en los parámetros de tensión, corriente, potencia y energía del sistema eléctrico nacional, con lo cual los usuarios o clientes se ven afectados.

Las empresas operadoras de red y las electrificadoras optaron por realizar seguimiento a la calidad de la potencia eléctrica por medio de mediciones. En este trabajo de grado se analiza la monitorización de la carga de un transformador de distribución (4148), ubicado en el barrio La Feria del municipio de Piedecuesta y propiedad de la ESSA.

El transformador está conectado a un medidor inteligente PQube, que proporciona y almacena datos en forma continua. Basados en estas mediciones se adopta y se aplica una metodología para la estimación de la distorsión armónica de corriente, la desclasificación de transformadores teniendo en cuenta el estándar IEEE C57.110TM-2008 y la aplicación del método K-Factor de Underwriter Laboratories. Asimismo, se verifica el debido cumplimiento del dimensionamiento del neutro del transformador en estudio y finalmente se proponen estrategias para mitigar el impacto de la distorsión armónica de corriente.

* Proyecto de grado modalidad investigación.

** Facultad de Ingenierías Físico – Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Grupo GISEL. Director: Dr. Gabriel Ordoñez Plata. Co-directores: MPE Julio César Chacón Velasco, MIE Gabriel Alexis Malagón Carvajal

ABSTRACT

TITLE: Methodology for the estimation of the current harmonic distortion in distribution networks and the analysis of impact on Transformers^{*}.

AUTHOR: Laura Helena Tarazona Hernández
Daniel Enrique Vélez Poveda^{**}

KEYWORDS: Current harmonic distortion, electromagnetic compatibility, imbalance load, fundamental component, PQube, sampling period.

DESCRIPTION:

The power quality is affected by the massive increase of no-linear load. This load appears because the sensitive equipment (electronic devices) generate variations in the parameters of voltage, current, power and energy of the distribution system, which users or customers are affected.

The electric companies chose to track the power quality by measurements in search to be better. This project work analyses the monitoring of a distribution transformer (4148 ESSA) located in La Feria, Piedecuesta town (Santander).

The transformer is connected to a smart meter PQube, which provides and stores exact data in the actual form. Based on these measurements is adopted and applies a methodology for the estimation of the current harmonic distortion, also applies some transformers derating methods, one is taking into account the IEEE standard C57.110TM-2008 and the other is "K- Factor" declassification methodology of Underwriter Laboratories. These methodologies declassifies transformers according to factors that are affected by the current harmonic distortion. Then, in this work is verifies the proper performance of the neutral current driver dimensioning in the transformer, according to national and international standards in force. Finally proposes strategies to mitigate the impact of the current harmonic distortion in distribution networks that impact the quality of the electrical power.

^{*} Final undergraduate project.

^{**} Physics Mechanical Engineering Faculty. Electric, Electronic and Telecommunications Engineering School. Group: GISEL. Director: Dr. Gabriel Ordoñez Plata. Co-directors: MPE Julio César Chacón Velasco, MIE Gabriel Alexis Malagón Carvajal.

INTRODUCCIÓN

El estudio de los fenómenos de interferencia electromagnética - IEM y la solución a los problemas que ésta ocasiona, han adquirido una notable relevancia en el desarrollo y desempeño de los modernos dispositivos, equipos y sistemas eléctricos, electrónicos y de telecomunicaciones. En el ámbito mundial, el entorno en el que interactúan los equipos se hace cada día más complejo debido a dos factores principales: la creciente vulnerabilidad de estos equipos y su capacidad de interferir en el funcionamiento de otro equipos¹.

La interferencia electromagnética se manifiesta en la degradación de la operación, mal funcionamiento o falla de un equipo o sistema eléctrico y se ve reflejado en fenómenos como ruido, fluctuaciones de tensión y distorsiones en las ondas de tensión y de corriente.

Las corrientes con alto contenido de armónicos que se encuentran presentes en los transformadores, producen un calentamiento adicional por la variación de la frecuencia. Este calentamiento se debe al aumento de pérdidas por efecto Joule, el cual ocasiona un deterioro de los aislamientos y una potencial reducción de su vida útil. De esta forma, la distorsión de las señales de corriente, generan pérdidas adicionales en el transformador cuando está próximo a su nivel de carga máximo, ocasionando un fallo prematuro debido a sobrecalentamientos y a puntos calientes en los devanados².

¹ TORRES H. y BARRETO L., «Las perturbaciones electromagnéticas,» Revista Innovación y Ciencia, vol. Volumen V, nº No. 2, pp. 30-37, 1996.

² KEULENAER H. D., «Guía para una Autovaloración de la Calidad de la Energía,» European Copper Institute, Mayo 2002.

Debido a este tipo de incidencias, hoy a nivel mundial, la compatibilidad electromagnética (CEM) de los dispositivos en general, se ha convertido en una de las principales exigencias de calidad, buscando garantizar que el funcionamiento de las máquinas sea lo más confiable, flexible y seguro posible, teniendo en cuenta que deben operar adecuadamente en un entorno electromagnético específico.

Por otra parte, la demanda energética en Colombia ha aumentado con el paso de los años, estando ubicada principalmente en el área urbana y con un alto crecimiento proyectado por lo menos hasta el año 2025³. Este aumento de la demanda, implica la conexión de una mayor cantidad de dispositivos electrónicos a la red eléctrica, teniendo como consecuencia, deformaciones en las ondas de tensión y corriente debidas a las características no lineales y/o variantes de estas cargas. Por esta razón y con el fin de mejorar la calidad de la potencia eléctrica, es necesario monitorear y evaluar constantemente las deformaciones de las señales presentes en la red, para alcanzar una adecuada planeación, facturación y dimensionamiento del sistema eléctrico nacional.

En este proyecto de grado se presenta una metodología para determinar la distorsión armónica de corriente, presente en una carga residencial y los resultados de su aplicación sobre el transformador N° 4148, propiedad de la empresa de distribución ESSA ESP, ubicado en el municipio de Piedecuesta, Santander. La propuesta se realiza mediante mediciones en el punto de conexión común entre ESSA ESP y algunos usuarios del barrio La Feria. Asimismo, se presentan los resultados de la aplicación de las metodologías de desclasificación, mediante el factor armónico de pérdidas expuesto en el estándar IEEE

³ CRUZ RODRÍGUEZ R. D., H. TORRES SÁNCHEZ, M. M. MONTOYA GIRALDO, J. BARRIENTOS MARÍN, L. M. PINEDA MARTÍNEZ, L. M. NIEBLES ANZOLA, O. L. BEDOYA MESA, B. DUQUE MONTOYA, J. C. GÓMEZ GALLEGU, J. J. URIBE SEGURA y C. A. FRANCO PACHÓN, Caracterización del sector eléctrico colombiano, Medellín: SENA, 2013.

C57.110TM-2008⁴ y el “*K-Factor*” de Underwriter Laboratories, junto con una revisión preliminar de las consideraciones para la elección del calibre del neutro del transformador. Finalmente se proponen algunas estrategias útiles para mitigar el impacto de la distorsión sobre el transformador con base en la aplicación de estas metodologías.

En el primer capítulo, se presenta la metodología para determinar la distorsión armónica de corriente. Se revisan y documentan los criterios legales, reglamentarios y técnicos asociados con los parámetros de la calidad de la potencia eléctrica y se determinan los parámetros a considerar.

El segundo capítulo hace referencia a la aplicación de la metodología propuesta en el primer capítulo, al transformador N°.4148. Se determina el monitor de la calidad de la energía eléctrica, PQube con su respectiva programación así como la presentación de los datos más relevantes del transformador, que son tenidos en cuenta en el desarrollo de este trabajo.

En el tercer capítulo, se documentan las metodologías de desclasificación de transformadores mediante el factor armónico de pérdidas y mediante el *K-Factor*, expuestas en el estándar IEEE C57.110⁵ y la posterior aplicación de dichas metodologías al transformador N°. 4148.

En el cuarto capítulo, se analiza el dimensionamiento del calibre del neutro del transformador N° 4148, documentando y verificando la aplicación de la normatividad nacional e internacional vigente.

⁴ IEEE Power & Energy Society, «IEEE Std C57.110™ Recommended Practice for Establishing Liquid-Filled and Dry- Type Power and Distribution Transformer Capability When Supplying Nonsinusoidal Load Currents,» IEEE, 2008.

⁵ *Ibíd.*

Finamente en el quinto capítulo, se proponen estrategias para mitigar el impacto de la distorsión armónica de corriente en los transformadores.

1. METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA DISTORSIÓN ARMÓNICA DE CORRIENTE

En este capítulo se presenta la metodología adoptada para la realización del análisis de la distorsión armónica de corriente del transformador N°4148 de propiedad de ESSA, ubicado en el municipio de Piedecuesta, Santander. Para ello, se tendrá en cuenta el proceso de monitorización de la calidad de la potencia eléctrica, la normativa y la reglamentación respectiva, de forma que se garantice la correcta recolección de los datos y la obtención de gráficas comparativas por medio de Microsoft Excel. Con esto se busca localizar los intervalos más desfavorables sobre los cuales se realizará el análisis. La metodología propuesta constará de los siguientes procedimientos:

- Monitorización de la calidad de la potencia.
- Revisión de la normativa y de la reglamentación.
- Determinación de los parámetros de calidad de energía eléctrica a tener en cuenta.

1.1 MONITORIZACIÓN DE LA CALIDAD DE LA POTENCIA ELÉCTRICA

La monitorización de la calidad de la potencia eléctrica, consiste en la recopilación de señales de tensión y corriente en diferentes puntos del sistema permitiendo estimar el estado de los índices de calidad en la red monitorizada.

Entre los parámetros eléctricos que se pueden analizar en las señales, se encuentran: el valor eficaz, el valor pico, el ángulo de fase, la frecuencia, la oscilación del valor eficaz, las componentes de secuencia, las componentes de

frecuencia predominantes, la distorsión armónica total THD para la señal de tensión (Total Harmonic Distortion), la distorsión total de la demanda TDD para la señal de corriente (Total Demand Distortion), entre otras.

1.2 NORMATIVA Y REGLAMENTACIÓN

La Comisión Electrotécnica Internacional (CEI) es reconocida como la organización encomendada de formular los estándares de calidad de la potencia eléctrica y ha desarrollado la serie asociada a compatibilidad electromagnética. La serie 61000-4, tiene un contenido específico acerca de las técnicas de prueba y medición, teniendo en cuenta el diseño de los equipos para la evaluación y monitorización la calidad de la potencia eléctrica.

1.2.1 Estándar IEC 61000-4-30 El estándar IEC 61000-4-30 CLASE A⁶, define los procesos de medición para cada parámetro de la calidad de la potencia eléctrica, para tener resultados comparables, repetibles y fiables. Además determina el ancho de banda, el conjunto de parámetros mínimos y la precisión.

El IEC 61000-4-30⁷ para la clase A estandariza las variables medidas por el PQube como se muestra en la Tabla 1.

⁶ INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, «IEC 61000 Electromagnetic compability (EMC) Part 4-30: Testing and measu rement techniques. Power quality measurement methods.,» 2012.

⁷ Ibíd.

Tabla 1. Variables del medidor PQube

Variable	Comentario
Tensiones eficaces	Proporciona los valores eficaces de las tensiones de línea y tensiones de fase dependiendo de la conexión de la carga ya sea en delta o Y.
Tensiones fundamentales	Proporciona las componentes de tensión fundamental de las tensiones de línea y de fase dependiendo de la conexión de la carga ya sea en delta o Y.
Tensiones armónicas	Proporciona las tensiones de las componentes armónicas de línea y de fase dependiendo de la conexión de la carga ya sea en delta o Y.
Corrientes eficaces	Proporciona los valores eficaces de las corrientes de línea y corriente de neutro siempre y cuando la conexión lo permita, es decir, si la conexión es delta no se podrá medir la corriente de neutro. El PQube requiere de un módulo extra (CT4), el cual es un transformador de corriente conectado en su interior para realizar la medición de corrientes a niveles más bajos (ver Figura 2).
Corrientes fundamentales	Proporciona las componentes fundamentales de las corrientes de línea.
Corrientes armónicas	Proporciona las corrientes de las componentes armónicas de las corrientes de línea del sistema trifásico.
Distorsiones	Muestra la medición de la distorsión armónica total de tensión, distorsión armónica total de corriente y distorsión de demanda total de corriente. El PQube utiliza la transformada de Fourier discreta de enganche de fase de 128 muestras por ciclo para calcular la distorsión armónica total.
Desbalances	Muestra la medición de los desbalances de tensión y desbalances de corriente. Incluye tanto las componentes fundamentales como las armónicas de las tensiones y corrientes del sistema trifásico.

Asimismo los requisitos de la clase A para estas medidas son los siguientes:

- La incertidumbre de medida se establece en el 0,1% de la tensión de entrada declarada. Los sistemas de medida de bajo costo con incertidumbres

superiores al 1% pueden detectar de forma incorrecta fluctuaciones del -9%, cuando el umbral está establecido en el -10%.

- Intervalos de agregación: Un instrumento de calidad eléctrica comprime los datos adquiridos en periodos concretos que se denominan intervalos de agregación. Un instrumento de la clase A debe proporcionar datos en los siguientes intervalos de agregación:
 - ✓ 10/12 ciclos (200 ms) a 50-60 Hz; el tiempo del intervalo varía según la frecuencia de red
 - ✓ 150/180 ciclos (3 s) a 50-60 Hz; el tiempo del intervalo varía según la frecuencia de red

Los armónicos se deben medir con intervalos de 200 ms con conformidad del estándar IEC 61000-4-7⁸. El estándar anterior permitía intervalos de 320 ms que no se podían sincronizar con los intervalos de agregación de 200 ms de otras medidas de la clase A.

El uso de intervalos de 200 ms permite que los cálculos de armónicos se puedan sincronizar con otros valores como por ejemplo, los de valor eficaz, THD y desequilibrio o desbalance en tensión.

- El algoritmo utilizado para el cálculo de armónicos se conoce como Fast Fourier Transform (FFT). El cual especifica con exactitud la forma en que los instrumentos de clase A, alcanzan magnitudes armónicas similares. La metodología de la FFT permite algoritmos infinitos, que pueden dar como resultado una amplia serie de magnitudes de armónicos distintas. Si se

⁸ INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, «IEC 61000 Electromagnetic compatibility (EMC) –Part 4-7: Testing and measurement techniques – General guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation, for power supply systems and equipment connected thereto,» 2009.

estandariza a porciones de 5 Hz y se suman los armónicos e interarmónicos según las normas específicas, las medidas efectuadas con instrumentos de la clase A serán coherentes y comparables.

- Si se tienen una $f = 60 \text{ Hz}$ con 12 ciclos.

$$T = \frac{1}{f} = \frac{1}{60} \quad \text{Resolución} = \frac{1}{(N^{\circ} \text{ de ciclos} * T)} = \frac{1}{(12 * \frac{1}{60})} = 5 \text{ Hz} \quad (1)$$

- Si se tienen una $f = 50 \text{ Hz}$ con 10 ciclos.

$$T = \frac{1}{f} = \frac{1}{50} \quad \text{Resolución} = \frac{1}{(N^{\circ} \text{ de ciclos} * T)} = \frac{1}{(10 * \frac{1}{50})} = 5 \text{ Hz} \quad (2)$$

- La sincronización externa de tiempo es necesaria para alcanzar indicaciones de tiempo precisas, permitiendo la correlación exacta de datos entre distintos instrumentos. La precisión se especifica con un margen de $\pm 20 \text{ ms}$ para los instrumentos de 50 Hz y $\pm 16,7 \text{ ms}$ para los de 60 Hz.
- Sincronización del intervalo de 10 minutos con el reloj
- Sincronización del intervalo de 2 horas con el reloj

1.2.2 Resoluciones CREG 016 de 2007 y 065 del 2012 La resolución CREG 016⁹ en el artículo 2º, modifica el artículo 3º de la resolución CREG 024 de 2005 y menciona que la medición de la calidad de la potencia eléctrica se debe efectuar con los equipos reconocidos en la resolución CREG 082 de 2002. Estos equipos

⁹ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, Resolución No. 016, Bogotá D.C., 2007.

deben reunir las condiciones técnicas que permitan cumplir al menos las siguientes características:

- Medir el indicador THD_V en el barraje, de acuerdo con el estándar IEEE 519 de 1992.
- Medir la relación entre el voltaje de secuencia negativa y el voltaje de secuencia positiva ($V_{(2)}/V_{(1)}$) en el barraje, con desempeño clase A.
- Medir los hundimientos y picos, de acuerdo al estándar IEC 61000-4-30 de 2003 con desempeño clase A.
- Medir la continuidad del servicio (frecuencia y duración de interrupciones superiores a un minuto).

Por otra parte el proyecto de la comisión de regulación de energía y gas (CREG) 065 de 2012, sugiere establecer un plan de calibración y mantenimiento para los equipos de medida de calidad de potencia, de tal manera que se garantice la correcta operación y la trazabilidad de las mediciones a patrones internacionales. El periodo máximo establecido para realizar la recalibración a los equipos de monitorización de energía es de 18 meses.

Los equipos de medición empleados para el análisis de la calidad de la potencia eléctrica deben cumplir como mínimo con las siguientes características:

- Estar en capacidad de medir los indicadores THD_I y TDD de acuerdo con el método de medida clase A establecido en¹⁰.
- Tener una desviación estacionaria de la tensión eficaz a partir de la medida de la magnitud de la tensión de suministro de acuerdo con el método de medida clase A establecido en¹¹.
- Medir las interrupciones de tensión de corta y larga duración de acuerdo con el método clase A establecido en¹².
- Contar con un sistema de almacenamiento que permita conservar los valores medidos ante fallas en el sistema de comunicación y realizar medición en los puntos de conexión de los usuarios y transformadores de distribución.
- Contar con un sistema de procesamiento de datos capaz de realizar descargas de forma remota y automática de las mediciones realizadas

1.2.3 Estándar IEEE 1459 El estándar IEEE 1459 es una herramienta que proporciona indicadores discriminativos de un sistema eléctrico. Este estándar de potencia tiene como ventaja la descomposición de potencia efectiva en activa, reactiva, de desequilibrio y de distorsión lo cual permite identificar las causas de las posibles ineficiencias en el transporte de la energía eléctrica y cuantificar las pérdidas de energía eléctrica del sistema. Para el cálculo de los parámetros de sistemas trifásicos* se evalúa una componente de potencia (árbol de potencias modelo IEEE 1459 mostrado en la Figura 1). A continuación se definen las

¹⁰ INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, «IEC 61000 Electromagnetic compability (EMC) Part 4-30: Testing and measu rement techniques. Power quality measurement methods.,» 2012.

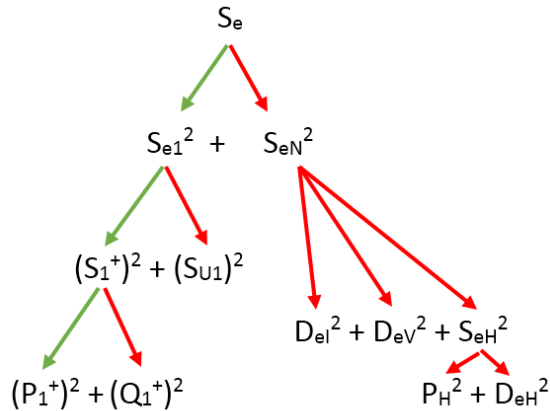
¹¹ Ibíd.

¹² Ibíd.

* En condiciones, no sinusoidales y desbalanceados.

expresiones matemáticas que se utilizan para evaluar los parámetros de este estándar.

Figura 1. Descomposición de la potencia aparente según el estándar IEEE 1459



Fuente: ORDOÑEZ G., «Mediciones eléctricas III. Propuesta del estándar IEEE 1459 para medición de potencias y energía, "in Curso: Mediciones electricas,2000."».

Donde la potencia aparente efectiva (S_e) es el resultado del producto entre la tensión efectiva (V_e) y la corriente efectiva (I_e).

$$S_e = 3V_e * I_e \tag{3}$$

Cuando se tiene un sistema de cuatro hilos*

$$V_e = \sqrt{\frac{1}{18} [3(V_a^2 + V_b^2 + V_c^2) + V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2]} \tag{4}$$

* En sistemas de tres hilos (trifilares) se tienen en cuenta únicamente las tensiones de línea.

La cual se descompone en su componente efectiva fundamental (V_{e1})

$$V_{e1} = \sqrt{\frac{1}{18} [3(V_{a1}^2 + V_{b1}^2 + V_{c1}^2) + V_{ab1}^2 + V_{bc1}^2 + V_{ca1}^2]} \quad (5)$$

Y en sus componentes armónicas efectivas (V_{eH})

$$V_{eH} = \sqrt{V_e^2 - V_{e1}^2} \quad (6)$$

Las expresiones para estimar la corriente efectiva total, fundamental y armónica son las siguientes:

$$I_e = \sqrt{I_{e1}^2 + I_{eH}^2} \quad (7)$$

$$I_e = \sqrt{\frac{I_a^2 + I_b^2 + I_c^2 + I_n^2}{3}} \quad (8)$$

$$I_{e1} = \sqrt{\frac{1}{3} [(I_{a1}^2 + I_{b1}^2 + I_{c1}^2) + \rho_1 I_{n1}^2]} \quad (9)$$

$$I_{eH} = \sqrt{\frac{1}{3} \sum_{h \neq 0} [(I_{ah}^2 + I_{bh}^2 + I_{ch}^2) + \rho_h I_{nh}^2]} \quad (10)$$

$$\rho_1 = \frac{K_{sn1} r_{ndc}}{K_{s1} r_{dc}}; K_h = \frac{K_{sh}}{K_{s1}}; \rho_h = \frac{K_{snh} r_{ndc}}{K_{s1} r_{dc}} \quad (11)$$

Sin embargo, en este caso no se contaban con las herramientas necesarias para el cálculo adecuado de las variables ρ_1 , ρ_h , K_h , luego la norma recomienda asumirlos como iguales a 1,0.

La potencia aparente efectiva también se divide en su componente fundamental y su componente efectiva no fundamental.

$$S_e = \sqrt{S_{e1}^2 + S_{eN}^2} \quad (12)$$

Donde la potencia aparente efectiva fundamental es:

$$S_{e1} = 3V_{e1} * I_{e1} \quad (13)$$

Con la ecuación (14) se puede determinar la potencia aparente efectiva no fundamental en términos de las potencias efectivas de distorsión:

$$S_{eN}^2 = S_e^2 - S_{e1}^2 = D_{eI}^2 + D_{eV}^2 + S_{eH}^2 \quad (14)$$

Las potencias efectivas de distorsión de corriente, de distorsión de tensión y de distorsión armónica, se definen respectivamente como:

$$D_{eI} = 3V_{e1}I_{eH} \quad (15)$$

$$D_{eV} = 3V_{eH}I_{e1} \quad (16)$$

$$S_{eH} = 3V_{eH}I_{eH} \quad (17)$$

$$D_{eH} = \sqrt{S_{eH}^2 - P_{eH}^2} \quad (18)$$

Y la distorsión armónica de tensión y corriente para este modelo es:

$$THD_{eV} = \frac{V_{eH}}{V_{e1}} \quad (19)$$

$$THD_{eI} = \frac{I_{eH}}{I_{e1}} \quad (20)$$

Con lo anterior se puede tener la definición de la potencia aparente efectiva no fundamental y sus componentes en otros términos:

$$S_{eN}^2 = [(THD_{eI})^2 + (THD_{eV})^2 + (THD_{eI}THD_{eV})^2]S_{e1}^2 \quad (21)$$

$$D_{eI} = S_{e1}THD_{eI} \quad (22)$$

$$D_{eV} = S_{e1}THD_{eV} \quad (23)$$

$$S_{eH} = S_{e1}THD_{eI}THD_{eV} \quad (24)$$

Ahora, el desbalance en la carga puede ser evaluado con la potencia aparente de desbalance fundamental.

$$S_{U1} = \sqrt{S_{e1}^2 - (S_1^+)^2} \quad (25)$$

Donde S_1^+ es la potencia aparente fundamental de secuencia positiva y se obtiene por la potencia activa fundamental de secuencia positiva P_1^+ y la potencia reactiva fundamental de secuencia positiva Q_1^+ .

$$S_1^+ = \sqrt{(P_1^+)^2 + (Q_1^+)^2} \quad (26)$$

Y el factor de potencia fundamental de secuencia positiva es:

$$Fp_1^+ = \frac{P_1^+}{S_1^+} \quad (27)$$

Que desempeña la misma función importante del factor de potencia fundamental

$Fp = \frac{P}{S_e}$ en sistemas monofásicos no sinusoidales.

La potencia no activa está definida en la ecuación (28)

$$N = \sqrt{S^2 - P^2} \quad (28)$$

Esta potencia agrupa la componente no activa fundamental y no fundamental. En el pasado esta potencia fue llamada “potencia ficticia”. La potencia no activa N, no se debe confundir con la potencia reactiva. Sólo cuando la forma de onda es perfectamente sinusoidal, $N=Q_1=Q$ ¹³.

En la Tabla 2 a manera se muestra un resumen de las potencias del estándar IEEE 1459.

¹³ IEEE Power & Energy Society, «IEEE 1459 Standard Definitions for the Measurement of Electric Power Quantities Under Sinusoidal, Nonsinusoidal, Balanced, or Unbalanced Conditions,» New York, 2010.

Tabla 2 Indicadores para sistemas trifásicos con formas no sinusoidales.

Indicador o cantidad	Conjunto de potencias	Potencias fundamentales	Potencias no fundamentales
Aparente	S_e (VA)	$S_{e1}; S_1^+; S_{U1}$ (VA)	S_{eH} (VA)
Activa	P (W)	P_1^+ (W)	P_H (W)
No activa	N (Var)	Q_1^+ (Var)	$D_{e1}; D_{eV}; D_{eH}$ (Var)
Utilización de línea	$Fp = \frac{P}{S_e}$	$Fp_1^+ = \frac{P_1^+}{S_1^+}$	–
Polución armónica	–	–	$\frac{S_{eN}}{S_{e1}}$
Desbalance	–	$\frac{S_{1U}}{S_1^+}$	–

Fuente: IEEE Power & Energy Society, «IEEE 1459 Standard Definitions for the Measurement of Electric Power Quantities Under Sinusoidal, Nonsinusoidal, Balanced, or Unbalanced Conditions,» New York, 2010.

1.3 DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA A CONSIDERAR

Para la determinación de los parámetros a considerar en la metodología, se tuvieron en cuenta aquellos que afectan en gran medida los transformadores. Para el análisis se utiliza un periodo de 1 semana con periodos de agregación de 15 minutos. Para el desarrollo de este trabajo de grado se utilizó la herramienta gráfico dinámico y tabla dinámica desarrollada en Excel, aunque esta herramienta permite obtener varios parámetros para la determinación de la calidad de la potencia eléctrica, solo se mostrarán los parámetros como distorsión armónica,

tensión, desbalances, potencias y factor de potencia los cuales permiten establecer una comparación con el estándar IEEE 1459¹⁴

1.3.1 Distorsión armónica total La distorsión armónica total (DAT o THD Total Harmonic Distortion) es un parámetro que tiene gran impacto cuando se habla de la evaluación de la calidad de la potencia eléctrica. Este índice se utiliza para valorar el impacto de la distorsión de la onda en la calidad de la energía eléctrica, calculando el impacto que tienen las componentes armónicas comprendidas desde el primero hasta el cuarentavo armónico* ¹⁵.

Para considerar como distorsión armónica las deformaciones en una señal, se deben cumplir las siguientes condiciones:

- Que la señal tenga valores definidos dentro del intervalo, lo que implica que la energía contenida es finita.
- Que la señal sea periódica, teniendo la misma forma de onda en cada ciclo de la señal de corriente o tensión.
- Debe ser permanente es decir cuando la distorsión armónica se presenta en cualquier instante de tiempo, y no es pasajera.

¹⁴ Ibid.

* Los armónicos de orden superior no se toman en cuenta en el presente trabajo de grado.

¹⁵ «UNE 50160 Características de tensión suministrada por redes generales de distribución, Norma Europea- NE Std».

Este término puede definirse para tensión o corriente como:

$$THD_V = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} V_h^2}}{V_1} \quad (29)$$

Dónde:

V_1 Componente fundamental de tensión.

V_h Es la tensión del h – armónico.

$$THD_I = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_1} \quad (30)$$

En donde:

I_1 Es la componente fundamental de corriente.

I_h Es la corriente del h - armónico.

Los estándares IEEE 519¹⁶ e IEEE 1159¹⁷ definen el TDD (Total Demand Distortion), para cuantificar la distorsión armónica que se presenta en la corriente la cual define y refleja la condición de distorsión armónica del sistema respecto al máximo valor de carga del mismo, para así poder establecer el impacto en la red debido a la distorsión de corriente que se presente.

$$TDD = \frac{\sqrt{\sum_{h=0}^{\infty} (I_h)^2}}{I_L} * 100\% \quad (31)$$

¹⁶ IEEE Power & Energy Society , «IEEE 519 Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems.,» New York, 2014.

¹⁷ IEEE Power & Energy Society , «IEEE 1159 Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality.,» New York, 2009.

En donde:

I_L Es la máxima corriente.

I_h Es la corriente del h – armónico.

Las tablas 3 y 4 muestran los límites de distorsión armónica de tensión y corriente, respectivamente, establecidos en la resolución CREG 065 de 2012¹⁸

Tabla 3 Límites para la distorsión armónica de tensión

Nivel de tensión	Distorsión armónica individual	THD_{v_95}
1	3,0%	5,0%
2	3,0%	5,0%
3	3,0%	5,0%
4	1,5%	2,5%
STN	1,0%	1,5%

Fuente: Comisión de regulación de energía y gas, Resolución No. 065, Bogotá D.C, 2012.

Según la resolución CREG 065¹⁹ los sistemas de transmisión regional y/o distribución local se clasifican por niveles, en función de la tensión nominal de operación, según la siguiente definición:

- 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].

¹⁸ Comisión de regulación de energía y gas, Resolución No. 065, Bogotá D.C, 2012.

¹⁹ Ibíd.

Tabla 4 Límites de distorsión de corriente

Máxima distorsión de corriente en porcentaje de I_L (L)						
Orden individual armónico (armónicos impares)						
I_{SC}/I_L^*	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	TDD_95
$< 20^C$	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	5,0
$20 < 50$	7,0	3,5	2,5	1,0	0,5	8,0
$50 < 100$	10,0	4,5	4,0	1,5	0,7	12,0
$100 < 1000$	12,0	5,5	5,0	2,0	1,0	15,0
> 1000	15,0	7,0	6,0	2,5	1,4	20,0

Fuente: Comisión de regulación de energía y gas, Resolución No. 065, Bogotá D.C, 2012.

Entre algunos efectos producidos por la distorsión armónica de corriente citados ²⁰ y ²¹ están:

- Aumento en las pérdidas por efecto Joule I^2R .
- Sobrecalentamiento en los conductores del neutro.
- Posibles fallas en los transformadores.
- Incremento del valor de la corriente I_{rms} .
- Disminución del factor de potencia de una instalación y envejecimiento.
- Degradación del aislamiento de los transformadores y pérdida de suministro de potencia.
- Reducción en la vida útil de los transformadores del 10% al 20%.

1.3.2 Desbalances de tensión y corriente en sistemas trifásicos El desbalance (*imbalance or unbalance*) de la tensión o de la intensidad de corriente en sistemas trifásicos, se expresa en porcentaje, y es la relación entre la magnitud de la componente fundamental de secuencia negativa o inversa y la magnitud de la componente fundamental de secuencia positiva o directa.

* I_L = Máxima corriente demandada en el PCC bajo condiciones normales.

I_{sc} = Máxima corriente de cortocircuito en el PCC.

²⁰ CANABLA E., «Los armónicos: causas, consecuencias y soluciones,» 2013.

²¹ TÉLLEZ RAMÍREZ E., «Distorsión armónica, Programa de ahorro de energía».

$$U_N = \frac{|U^-|}{|U^+|} * 100\% \quad (32)$$

$$U_N = \frac{|U^-|}{|U^+|} * 100\% = \frac{\sqrt{1 - \sqrt{3 - 6 * \beta}}}{\sqrt{1 + \sqrt{3 - 6 * \beta}}} * 100\% \quad (33)$$

$$\beta = \frac{U_{AB}^4 + U_{BC}^4 + U_{CA}^4}{(U_{AB}^2 + U_{BC}^2 + U_{CA}^2)^2} \quad (34)$$

Para los desbalances de tensión se tiene como límites de acuerdo a la referencia²² que el 99% de los valores registrados en el periodo de agregación, no debe superar los valores de referencia para circuitos urbanos y el 95% de los valores registrados en un periodo de agregación, no debe superar los valores de referencia para circuitos rurales. Estos Valores son presentados en la Tabla 5.

Tabla 5 Porcentaje máximo de desbalance de tensión

Rango de tensión [kV]	Valor de referencia (%)
$V_n < 69$	2,0
$V_n \geq 69$	1,5

Fuente: ICONTEC, «NTC 5001 Calidad de la potencia eléctrica. Límites y metodología de evaluación en punto de conexión común, Norma Técnica Colombiana Std.».

Para el desbalance de corriente se presentan de la misma forma que las ecuaciones (32) y (33), pero teniendo como variable la corriente. Se debe tener en

²² ICONTEC, «NTC 5001 Calidad de la potencia eléctrica. Límites y metodología de evaluación en punto de conexión común, Norma Técnica Colombiana Std.».

cuenta que de acuerdo a la referencia²³, que durante el 95% del tiempo los valores registrados no deben superar los límites citados en la Tabla 6.

Tabla 6 Porcentaje máximo de desbalance de corriente

Rango de tensión [kV]	Valor de referencia (%)
$V_n \leq 62$	20
$V_n > 62$	5,0

Fuente: ICONTEC, «NTC 5001 Calidad de la potencia eléctrica. Límites y metodología de evaluación en punto de conexión común, Norma Técnica Colombiana Std.».

1.3.3 Comparación con el estándar IEEE 1459 En la tabla 7 se realiza una comparación entre los parámetros estimados por el monitor de calidad de la energía eléctrica PQube con los estimados de acuerdo con el estándar IEEE 1459.

Tabla 7 Tabla de comparación entre parámetros medidos con el PQube y los estimados con el estándar IEEE 1459

Parámetros comparables	
Estándar IEEE 1459 ²⁴	Medidos PQube
Potencia aparente efectiva (S_e)	Potencia aparente (S)
Tensión efectiva (V_e)	Tensión (V)
Corriente efectiva (I_e)	Corriente (I)
Potencia activa fundamental de secuencia positiva (P_1^+)	Potencia activa (P)
Potencia no activa (N)	Potencia reactiva (Q)
Distorsión Armónica Total Efectiva de tensión (THD_{ve})	Distorsión Armónica Total de tensión (THDV)
Distorsión Armónica Total Efectiva de corriente (THD_{ie})	Distorsión Armónica Total de corriente (THDi; TDD)
Factor de potencia efectivo (Fp_e)	Factor de potencia (Fp_A)

²³ Ibid.

²⁴ IEEE Power & Energy Society, «IEEE 1459 Standard Definitions for the Measurement of Electric Power Quantities Under Sinusoidal, Nonsinusoidal, Balanced, or Unbalanced Conditions,» New York, 2010.

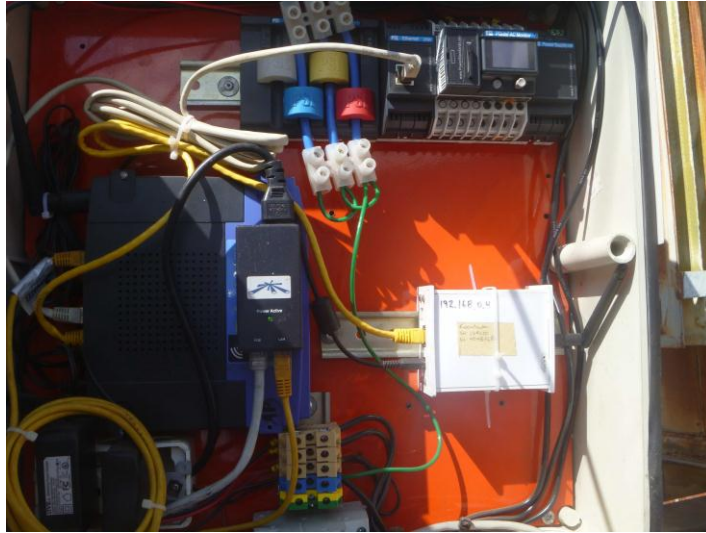
2. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE ESTIMACIÓN DE LA DISTORSIÓN ARMÓNICA DE CORRIENTE AL TRANSFORMADOR 4148

Para aplicar la metodología expuesta en el capítulo anterior se seleccionó el transformador N° 4148 propiedad de la Empresa Electrificadora de Santander, ubicado en el barrio La Feria del municipio de Piedecuesta-Santander, debido a que este transformador ya estaba siendo monitorizado y por lo tanto tenía instalado el equipo de medición.

2.1 MONITOR DE CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA PQUBE

La recopilación de los datos, se realizó mediante un medidor trifásico llamado PQube. Este dispositivo, que permite la monitorización continua de múltiples variables, es uno de los equipos usados para la monitorización de la calidad de la energía eléctrica. Este equipo tiene la capacidad de almacenar datos por medio de un registro histórico, que permite realizar análisis estadísticos de los parámetros medidos. El PQube es fabricado por *Power Standards Lab – PSL*. En la Figura 2 se muestra el equipo y sus diferentes módulos dentro del gabinete ubicado en el poste del transformador.

Figura 2 Medidor PQube instalado en el transformador 4148



Existen varios parámetros que pueden ser monitorizados en cuanto a la calidad de la potencia eléctrica que tienen como objetivo la evaluación y la caracterización del comportamiento que tengan las variables en el sistema. Para cumplir con estos dos objetivos se debe elegir y posteriormente establecer la metodología apropiada para realizar la recopilación de la información. El medidor PQube realiza su monitorización y posterior registro basando en el estándar IEC 61000-4-30²⁵. Para este caso específico, el monitor PQube está diseñado con métodos de medida de clase A.

Los intervalos de tiempo de medida se pueden agregar en tres tiempos diferentes:

- Intervalos de 3 segundos (Muy cortos).
- Intervalos de 10 minutos (Cortos).
- Intervalos de 2 horas (Largos).

²⁵ International Electrotechnical Commission, Op. Cit.

Estos intervalos se generan a partir de una ventana base de observación de 200 [ms] con agregación de 12 ciclos para sistemas de frecuencia de 60 [Hz].

El PQube toma la medición de parámetros basados cada uno en diferentes aspectos mostrados a continuación:

- Armónicos de tensión (V): Registra datos con una frecuencia de cada 15 minutos.
- Armónicos de corriente (A): Registra datos con una frecuencia de cada 15 minutos.
- TDD (*Total Demand Distortion*): Registra datos con una frecuencia de cada 15 minutos y lo determina bajo el estándar IEEE 519²⁶ el cual compara los armónicos con respecto a la corriente total.
- THD_v, THD_i (*Total Harmonic Distortion*): Registra datos con una frecuencia de cada 15 minutos y el método que emplea este medidor para determinar esta variable es con el método de la Transformada de Fourier, con 128 muestras por ciclo, que compara los armónicos con el fundamental
- Desbalances (Tensión y Corriente): Registra datos con una frecuencia de cada 15 minutos el método por el cual registra los datos es la IEC 61000 4-30 [8]. El cual produce dos medidas de desequilibrio; secuencia cero y secuencia negativa donde solo se considera la tensión de la componente fundamental (magnitud y el ángulo).

²⁶ IEEE Power & Energy Society , «IEEE 519 Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems.,» New York, 2014.

Para este trabajo de grado, la agregación de los intervalos de acuerdo con el tiempo de medida será de 15 minutos un valor intermedio entre los intervalos corto de (10 minutos) y los intervalos largos de (2 horas), el cual brinda resultados adecuados y tiene un equilibrio entre capacidad de almacenamiento y procesamiento de datos. Algunos parámetros del medidor mostrados en la Tabla 1 se tuvieron en cuenta para el análisis del comportamiento dinámico del sistema considerado en la referencia²⁷.

2.2 PROGRAMACIÓN DEL MEDIDOR PQUBE

Para la correcta obtención de datos, es necesario leer el manual de instalación del equipo y conocer el archivo de programación: Setup.ini y así poder determinar los parámetros que se quieren medir. Aunque no tiene mayor complejidad, requiere suficiente tiempo el análisis de ambos archivos para poder realizar el proceso de medición con resultados satisfactorios. Por consiguiente, para el presente trabajo de grado, los autores tuvieron que analizar y comprender ambos archivos debido a la dificultad de encontrar alguien que pudiera ajustar el medidor de manera correcta. Aunque resultó determinante contar con un docente que tenía acceso total a la plataforma <http://201.221.142.219:81>, asociada al medidor PQube 4148, quien facilitó los dos archivos para el respectivo estudio y reconfiguración del equipo a través del archivo Setup.ini.

Para la medición y posterior registro de datos, se seleccionó la opción “Trends and Statistics Recordings”, que permite guardar los datos mínimo, promedio y máximo de cada uno de los parámetros de interés. El medidor se configuró de forma que genera 8 archivos a las 00:00 horas cada día, tres de ellos (uno por cada fase) presentan el registro de los primeros 63 armónicos de tensión con magnitud en

²⁷ International Electrotechnical Commission, Op. Cit.

volt, ángulo de fase e interarmónicos, otros tres hacen los mismo para la corriente de cada fase. Un séptimo archivo "Trends.CSV" que registra la medición de los diferentes parámetros minuto a minuto y un octavo archivo "Statistics.CSV" donde se presentan algunos datos estadísticos del día.

A continuación se presentan los ajustes o "settings" más importantes aplicados al medidor para la obtención de los parámetros medidos:

Nominal_Phase_To_Phase_Voltage=225
Nominal_Phase_To_Neutral_Voltage=130
Nominal_Frequency=60
CSV_Files=ON
Recorded_Samples_Per_Cycle=128
Record_Phase_To_Phase_Channels=ON
Record_Phase_To_Neutral_Channels=ON
Record_Flicker=OFF
Record_Voltage_THD=ON
Record_Current_TDD=ON
Record_Voltage_Unbalance=ON
Record_Current_Unbalance=ON
Record_Neutral_Current=ON
Record_Earth_Current=OFF
VAR_Calculations=BUDEANU
Unbalance_Calculation_Method=IEC
Enable_Daily_Trends=ON

Para mayor información acerca de estos ajustes revisar el Anexo A.

2.3 GESTIÓN DE DATOS

Para la evaluación de la calidad de la potencia eléctrica se realizó la implementación de un aplicativo que se encarga de automatizar la organización de los datos, los cálculos y posteriormente la visualización de la información más importante medida y calculada.

El programa fue diseñado utilizando la herramienta de grafico dinámico y tabla dinámica proporcionada por Excel. Esta herramienta permitió realizar figuras que muestran el intervalo de hora, día y valor del parámetro deseado para las tensiones, corrientes y potencias como se muestra en las figuras 3, 4 y 5, respectivamente.

Figura 3 Perfil de potencias

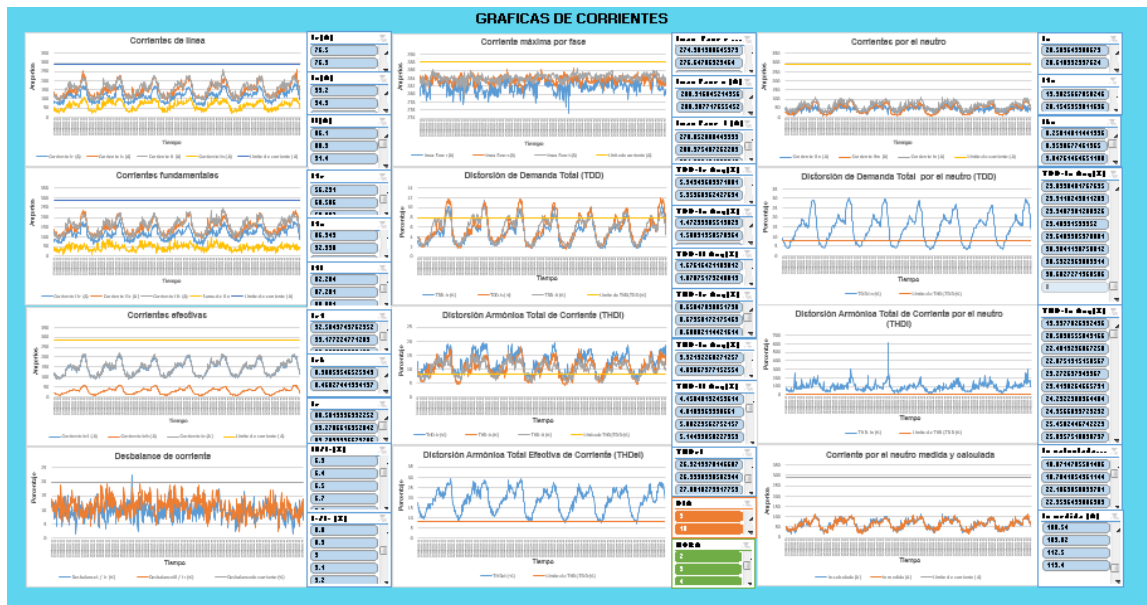


Figura 4 Perfil de tensiones

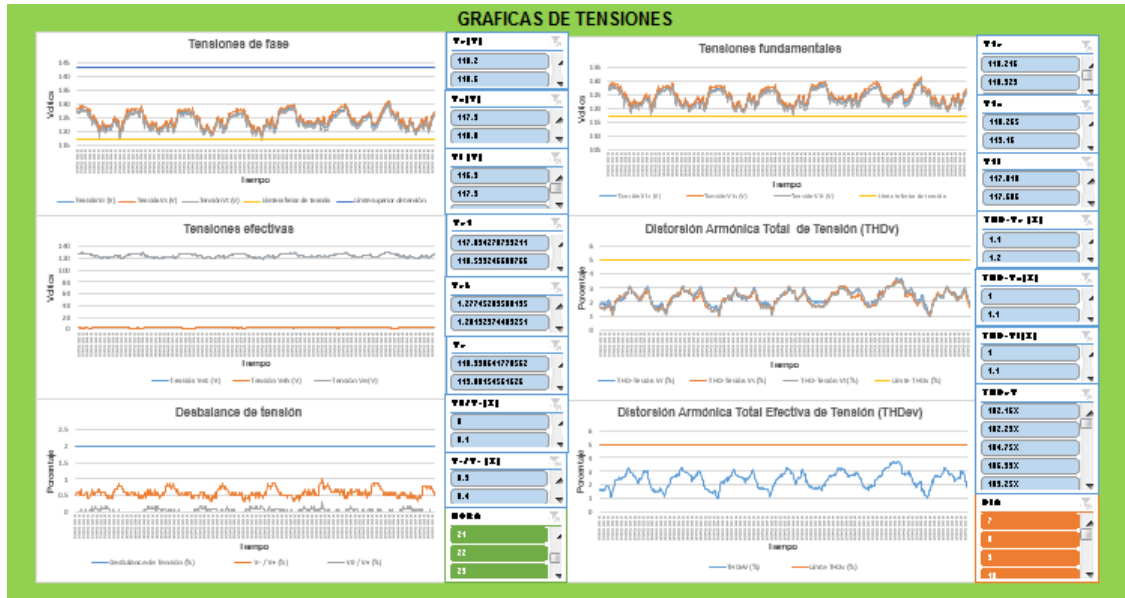
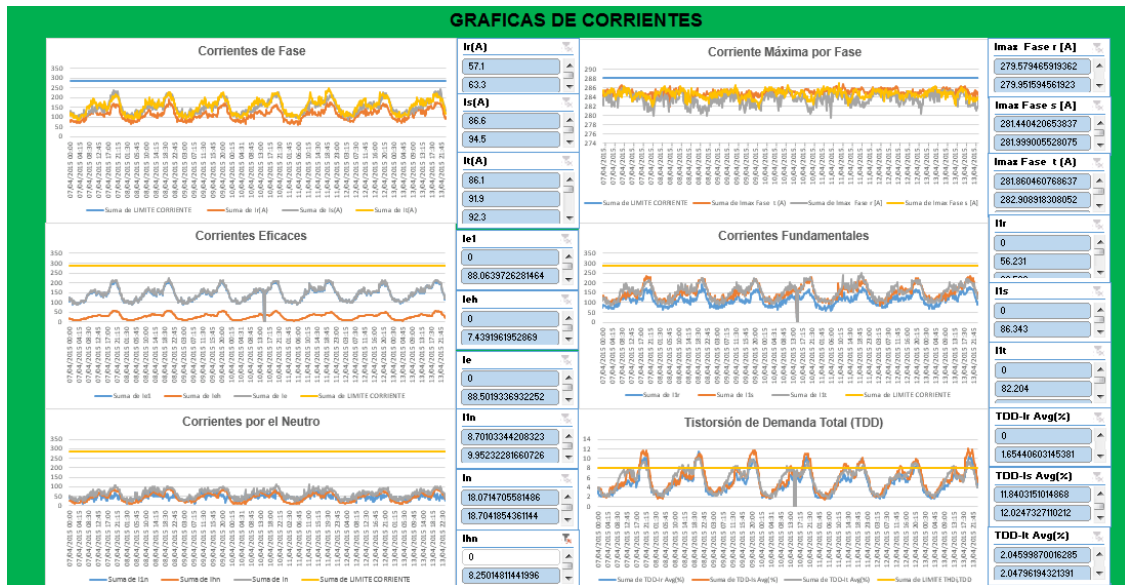


Figura 5 Perfil de corrientes



Esta aplicación permite visualizar parámetros de las señales de tensión, corriente y potencia y los cambios que éstas tienen durante intervalos de tiempo de una hora, un día o la semana completa. En el Anexo C se describe el procedimiento para manejar esta aplicación.

La gestión de datos comprende el almacenamiento de la información o registro histórico de las variables, el cual está basado en el almacenamiento de los datos de las variables designadas en la programación del PQube. Los datos están ordenados en una variable por columna y también organizados cronológicamente, especificando la hora y fecha de cada medición. El equipo genera un archivo .cvs por día empezando desde las 0 horas y finalizando a las 12 pm.

2.3.1 Datos del transformador En las figuras 6 y 7 se muestra el transformador N°4148 propiedad de ESSA y sus datos de placa respectivamente. Asimismo, en las tablas 8 y 9 se muestra la información de la ubicación del transformador y las características eléctricas del mismo.

Figura 6 Transformador de distribución N° 4148



Figura 7 Placa del transformador

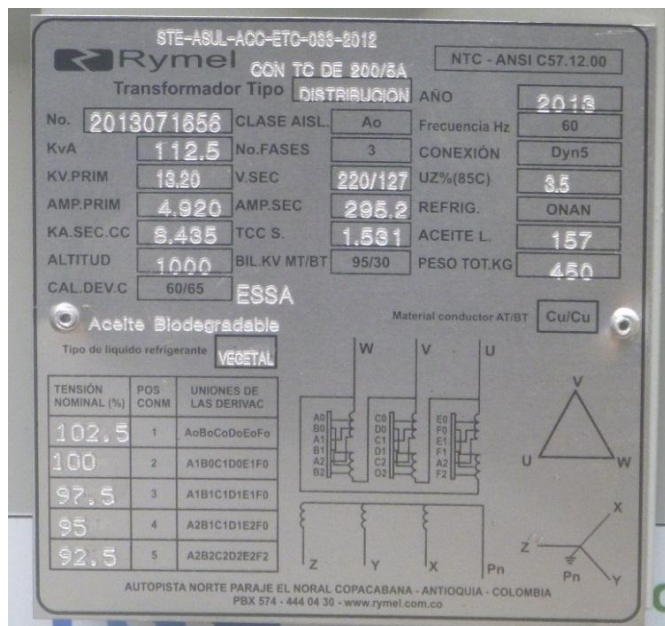


Tabla 8 Datos de ubicación del transformador 4148

	Información
Propietario	ESSA ESP
Código de la ESSA	4148
Dirección	CRA 3A N°9-98, Barrio La Feria-Piedecuesta
Estrato socioeconómico	2
Apoyo	50771
Circuito	41501 Granja 1

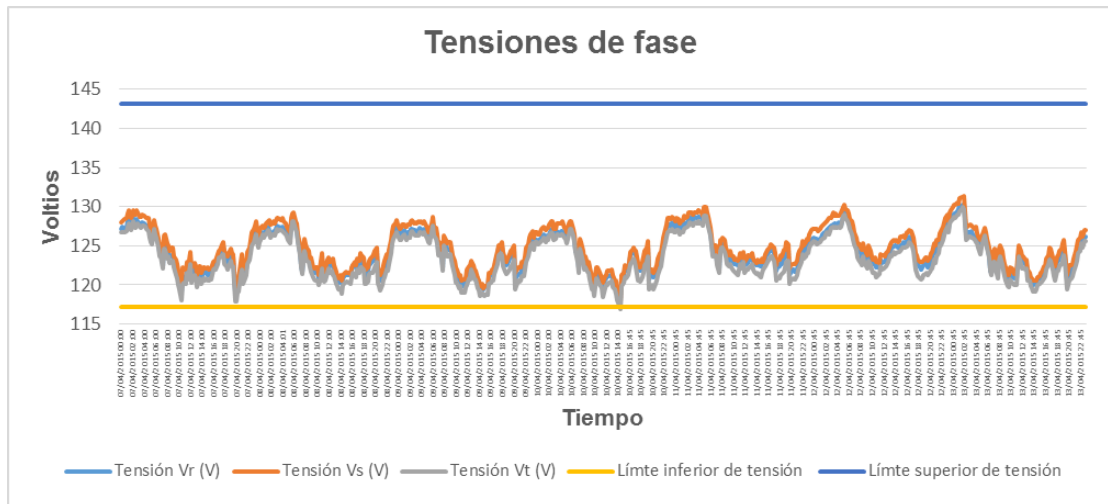
Tabla 9 Características eléctricas del transformador 4148

Características	Valor
Potencia	112,5 [kVA]
Conexión	DY5
Fases	Trifásico
Conexión MT	13,2 [kV]
Estado	En operación
Posición del Tap	102,5%
Tensión en el secundario	225,5 [V]
Corriente en el secundario	288,03505 [A]

2.3.2 Análisis de los datos En este ítem se presenta el registro, el análisis y comparación de las variables medidas y calculadas a partir de las tensiones, las corrientes y las potencias.

2.3.2.1 Análisis de las tensiones En la Figura 8 se observa el valor eficaz de las tensiones de las tres fases: Vr, Vs y Vt para todo el periodo de medición (1 semana). Para este parámetro, la regulación colombiana establece un límite de tensión del $\pm 10\%$ de la tensión de alimentación nominal²⁸.

Figura 8 Perfil de semanal del valor eficaz de las tensiones de fase



En la semana de análisis, el valor máximo medido es de 131,2[V] en la fase “s” y el valor mínimo es de 116,9[V] en la fase “t”. Los límites de tensión establecidos son del 90% y del 110% de la tensión nominal declarada, que para este caso son 117,17[V] y 143,21[V], por lo tanto el valor máximo medido no supera el límite superior, pero el valor mínimo si es está por debajo del límite inferior.

²⁸ ICONTEC, «NTC 5001 Calidad de la potencia eléctrica.

Para verificar esto, con ayuda de la herramienta mencionada en el Capítulo 2 (gráfico dinámico y tabla dinámica), se toma una ventana con tiempo más corto, donde se ven en detalle, los valores máximos de tensión. Ver Anexo B.

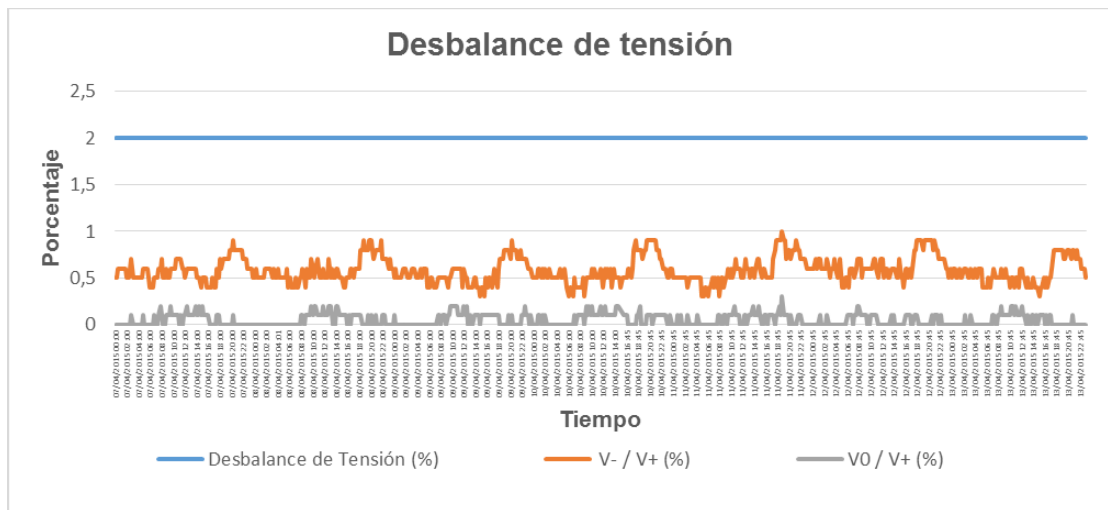
En la gráfica además se aprecia que los valores no están en una zona segura, debido a que tienen tendencia a caer, hasta valores próximos al límite inferior. Si se toma como referencia el valor medio entre el límite inferior y la tensión nominal, se obtuvo que el porcentaje del total de los valores medidos (672) por debajo del 95% de la tensión nominal (123,69 [V]) por cada fase son:

Fase r = 33,482% correspondiente a 225 valores.

Fase s = 26,780% correspondiente a 180 valores.

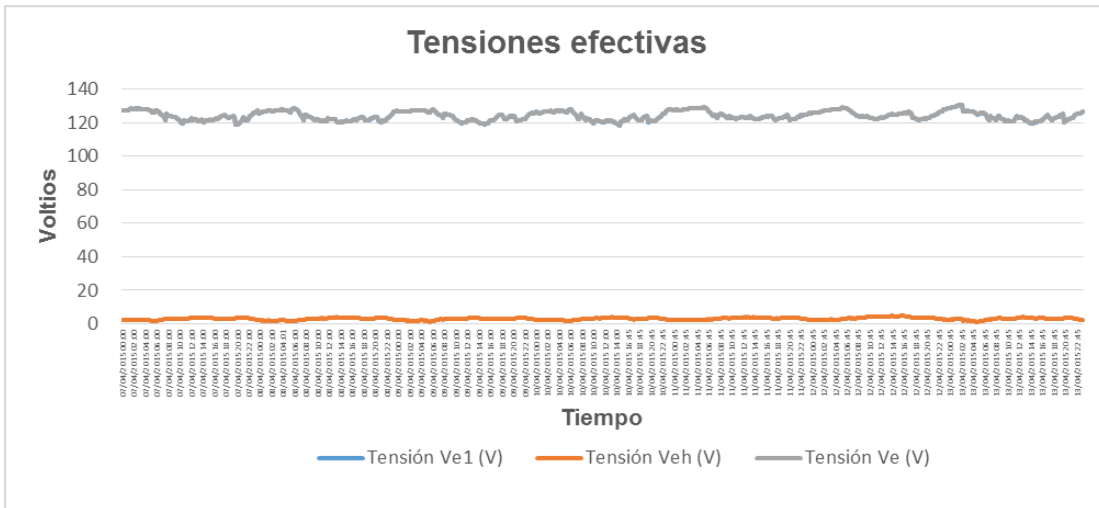
Fase t = 50,891% correspondiente a 342 valores.

Figura 9 Perfil semanal del desbalance de la componente fundamental de la tensión del sistema trifásico



El 100% de los valores de desbalance medidos, 672 datos, están en una zona segura entre cero y el valor medio del límite permitido.

Figura 10 Perfil semanal de las tensiones efectivas: Total, fundamental y armónica



Para el equivalente de la tensión efectiva V_e el 41,07% de los valores medidos están por debajo del 95% de la tensión nominal (123,69), un porcentaje alto que sugiere un sistema en riesgo con tendencia de la disminución en la magnitud de sus valores próximos al límite inferior.

Figura 11 Perfil semanal de la distorsión armónica total de tensión por fase (THD_V)

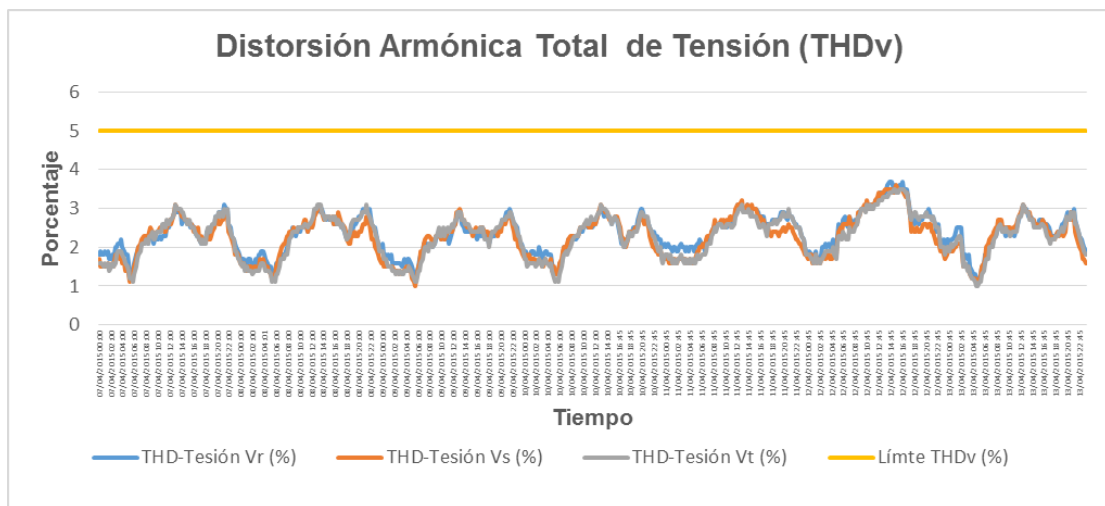
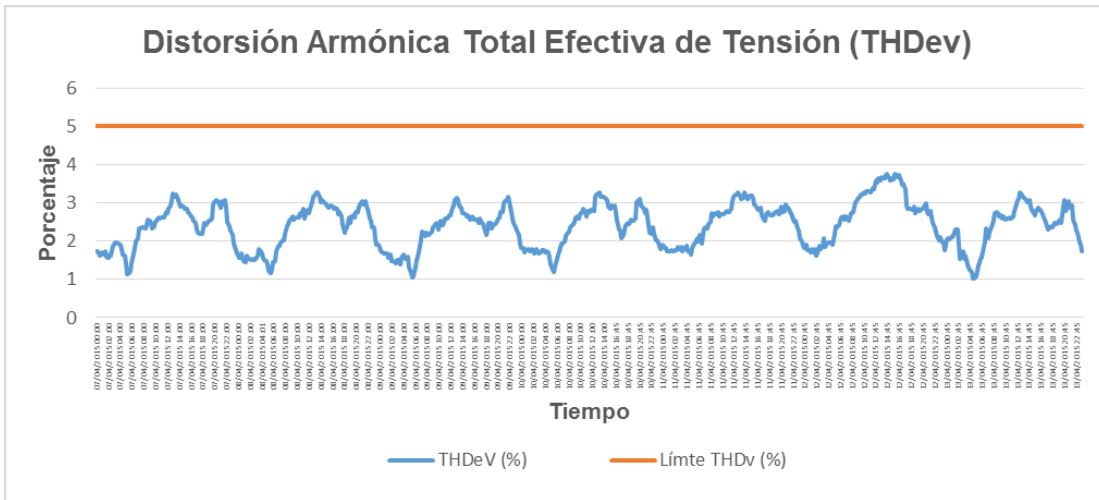


Figura 12 Perfil semanal de la distorsión armónica total efectiva de tensión (THD_{eV})



Las figuras 10 y 12 fueron determinadas a partir del estándar IEEE 1459 el cual obtiene un valor eficaz de tensión de un sistema trifásico balanceado y equilibrado que representa las características del comportamiento de cualquier sistema trifásico. Para obtener este parámetro se considera el valor eficaz de las tensiones de fase y de línea del sistema trifásico analizado.

Las figuras 11 y 12 (THD_V) y (THD_{eV}) muestran un comportamiento de forma general parecido, aunque el THD_{eV} tiene mayor magnitud, puesto que este índice resume el comportamiento de las tensiones de fase y de línea del sistema trifásico.

Según la Tabla 3 para el nivel de tensión 1, el percentil 95 de las mediciones de distorsión armónica de tensión (THD_{V_95%}) es del 5%. Esto quiere decir que por lo menos el 95% de los valores medidos deben ser menores que 5%.

Durante la semana de análisis se aprecia un valor promedio para el THD_{eV} del 2,4%, con un 100% de valores medidos por debajo del límite establecido y mostrando sistema estable.

2.3.2.2 Análisis de las corrientes En la Figura 13 se observa el perfil del valor eficaz de las corrientes de las tres líneas y del neutro (I_r , I_s , I_t e I_n) para todo el periodo de medición (1 semana).

Figura 13 Perfil semanal de las corrientes de línea y del neutro del sistema trifásico

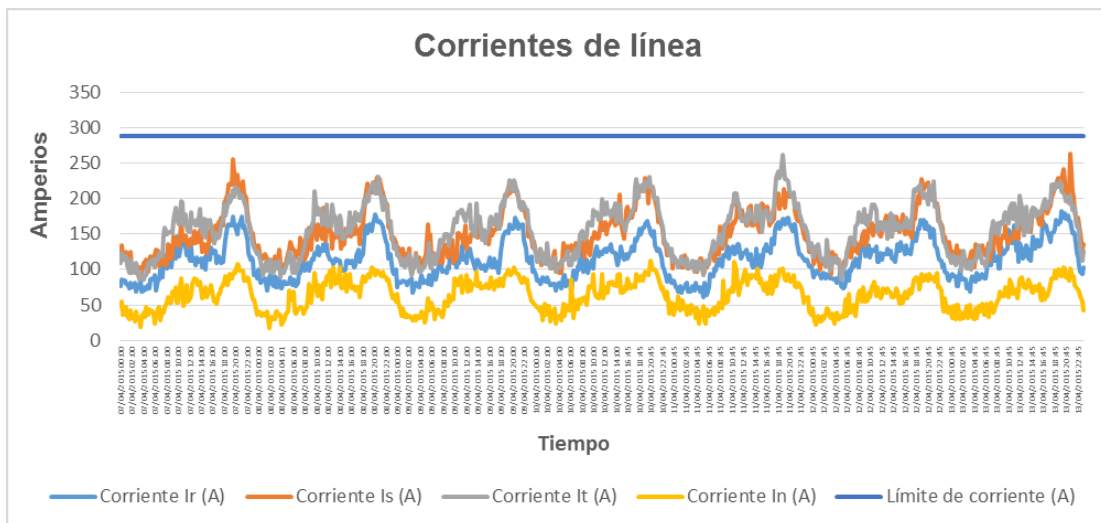
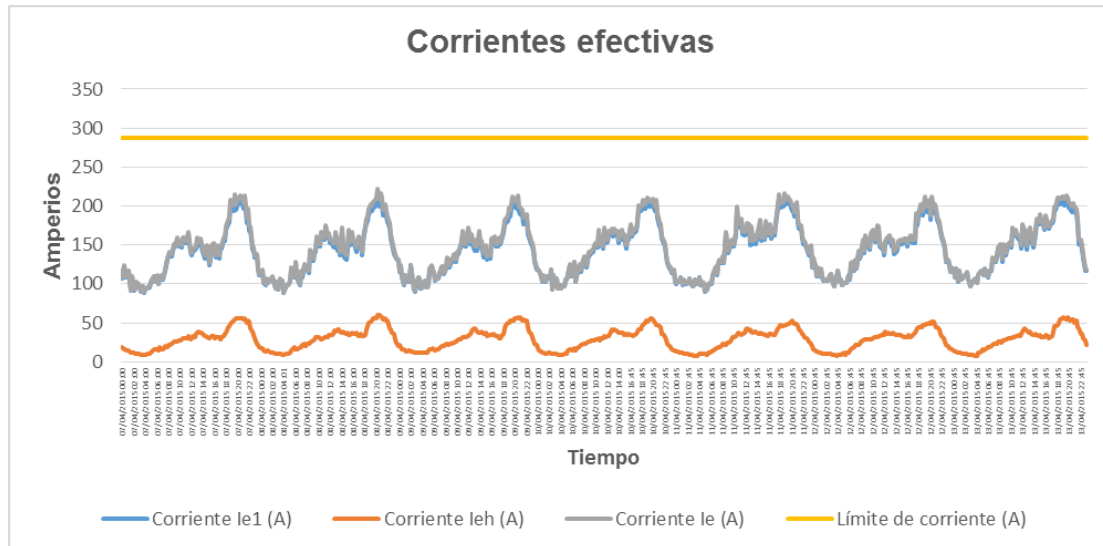


Figura 14 Perfil semanal de las corrientes efectivas: Total, fundamental y armónica



En cuanto al comportamiento de la corriente se observa en las figuras 13 y 14, una situación similar a lo mencionando previamente para la tensión. Ninguna de las dos graficas tiene valores que sobrepasen la corriente nominal del sistema, denominada como límite de corriente en las graficas.

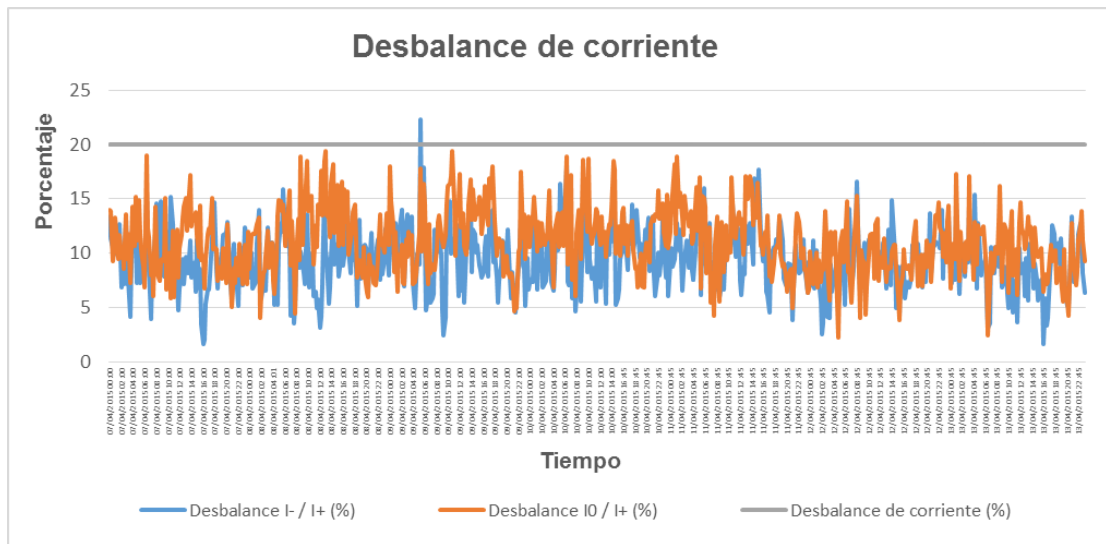
En la Figura 13 se presentan las corrientes de línea de una semana, de las cuales se concluye que las cuatro corrientes (I_r , I_s , I_t e I_n) tienen un comportamiento sinusoidal altamente distorsionado con valores sobresalientes, pero que no son significativos debido a que no sobrepasan el límite establecido como corriente máxima del sistema (288,035 A), la fase s tiene mayor magnitud en su valor con respecto a las otras fases.

Aunque la corriente del neutro es de menor valor que las de las fases, su efecto en el sistema puede ser importante dado que los sistemas trifásicos son construidos para que funcionen de forma balanceada y por consiguiente la magnitud de la corriente por el neutro debería ser nula. En este caso la corriente por el neutro se debe a dos factores: El desbalance de las cargas monofásicas conectadas y la

distorsión de las señales de corriente debidas a las cargas no lineales conectadas al sistema.

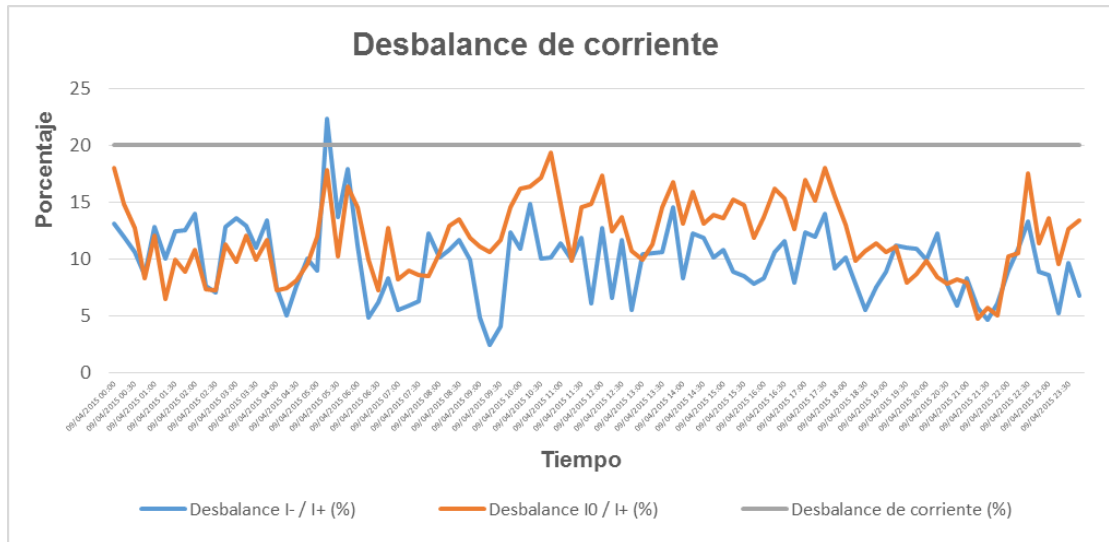
En la Figura 14 se presentan las tres corrientes efectivas del estándar IEEE 1459. Donde I_e es la corriente efectiva del sistema y está compuesta por una componente fundamental I_{e1} y una componente armónica I_{eh} , lo cual hace que la corriente I_e describa en mayor medida el comportamiento real de las corrientes de línea debido a que esta corriente toma en cuenta el valor de la componente armónica del sistema.

Figura 15 Perfil semanal del desbalance de la componente fundamental de la corriente



De la Figura 15, se concluye que el 2,23% de los valores medidos (15) de desbalance de secuencia negativa y el 10,267% de los valores medidos (69) para el desbalance de secuencia cero superan el 15%, valor que se podría considerar como límite estable. El día 9 de abril, el desbalance de secuencia negativa sobrepasó el límite del 20% con un valor de 22,3% el cual no es un valor alto y demuestra un desbalance de corriente aceptable.

Figura 16 Perfil del desbalance de la componente fundamental de la corriente el día 9/04/15



En la Figura 16 se muestra el perfil del desbalance de la componente fundamental de la corriente presentado el 9 de abril del 2015. Este desbalance es debido, a la diferencia entre las potencias de las cargas monofásicas instaladas en cada una de las fases del sistema trifásico.

Figura 17 Perfil semanal de la distorsión armónica total de corriente (THDi)

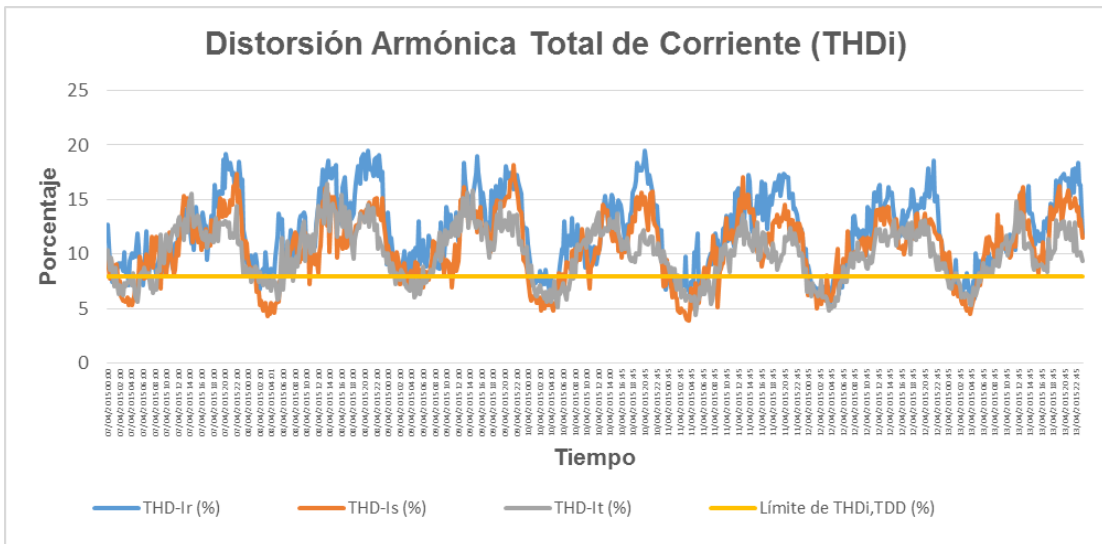


Figura 18 Perfil semanal de la distorsión armónica total de corriente en el neutro (THDi)

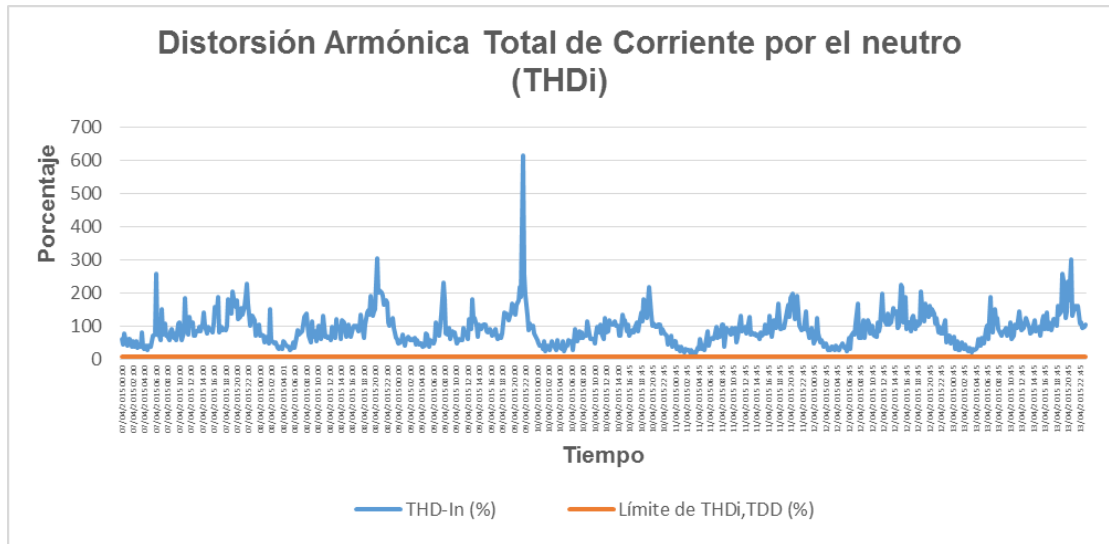
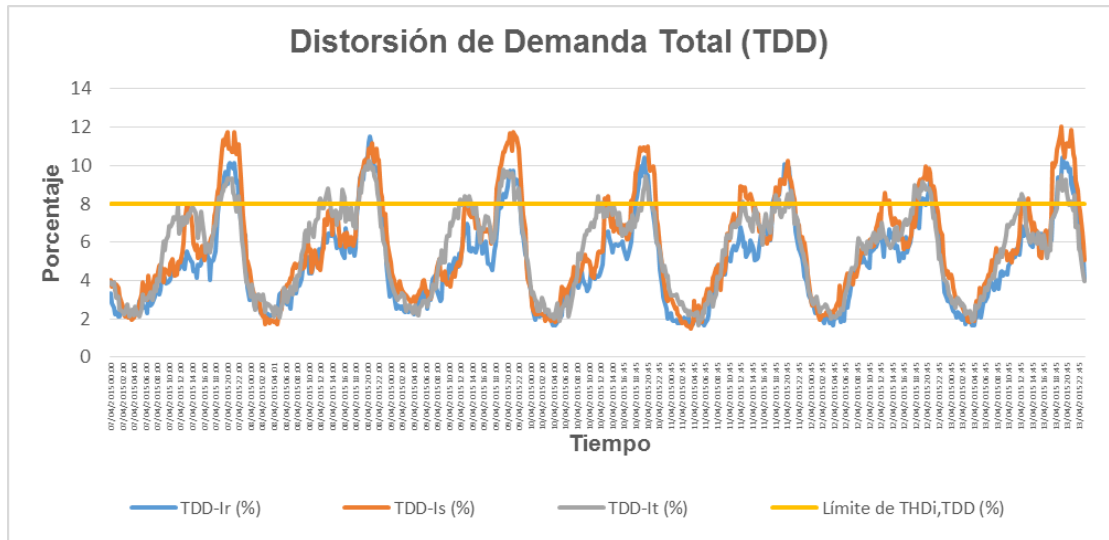


Figura 19 Perfil semanal de la distorsión de demanda total



La distorsión armónica total de corriente y la distorsión de demanda total se muestran en las figuras 17 y 19, respectivamente. La distorsión armónica total

supera el límite del 8% establecido por la norma²⁹ teniendo en cuenta las corrientes I_{sc} y I_L del sistema con los siguientes porcentajes:

Fase r = 86,301% correspondiente a 580 valores.

Fase s = 78,122% correspondiente a 525 valores.

Fase t = 75,291% correspondiente a 506 valores.

Neutro = 100% correspondiente a 672 valores.

El THD_i del neutro mostrado en la Figura 18 tiene valores que afirman su alto contenido armónico (especialmente la componente del tercer armónico) y por ende su alta distorsión en la onda sinusoidal de corriente. El valor más significativo alcanza el 614,52% y durante todo el periodo de monitorización sobrepasa el límite del 8%. Para el TDD se utiliza este mismo límite, siendo sobrepasado por cada fase en los siguientes porcentajes:

Fase r = 13,697% correspondiente a 92 valores.

Fase s = 20,68% correspondiente a 139 valores.

Fase t = 15,023% correspondiente a 101 valores.

Neutro = 21,271% correspondiente a 143 valores.

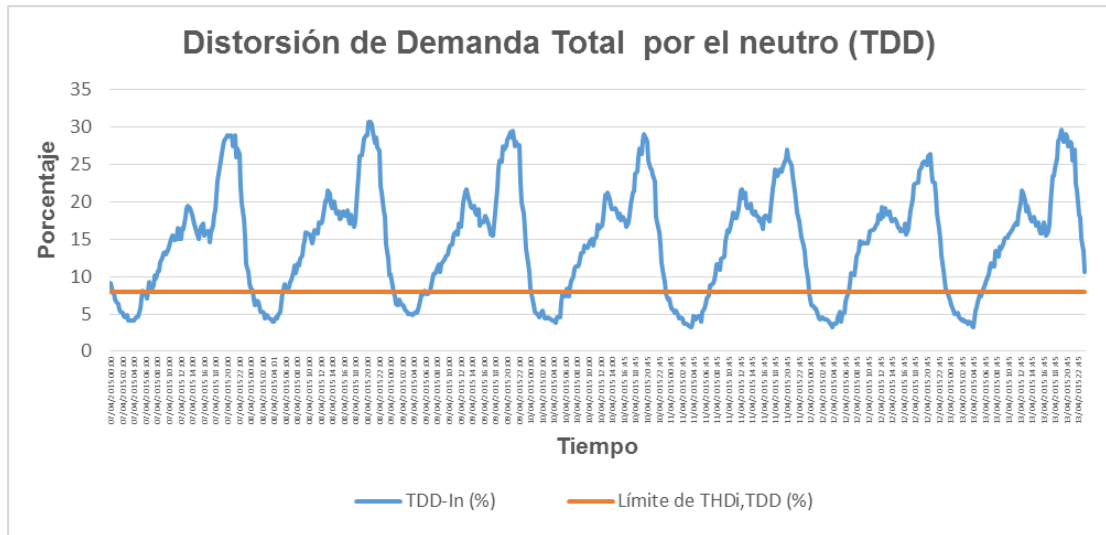
Aunque estos porcentajes relativamente no sean muy elevados, se percibe que el 65% de los valores medidos, están próximos al valor límite.

El parámetro $THDei$ tiene el 94% de valores medidos (632) que sobrepasan el valor límite, que representa una descripción del estado de la instalación eléctrica. Éste tiene en cuenta la alta presencia de componente armónica de orden 3, la cual incrementa la corriente que circula por el neutro.

²⁹ IEEE POWER & ENERGY SOCIETY , «IEEE 519 Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems.,» New York, 2014.

En las gráficas 17, 18,19 y 20 se observa que el porcentaje de referencia es sobrepasado durante toda la semana de medición, lo que confirma la presencia de alto contenido armónico de orden 3 en el sistema.

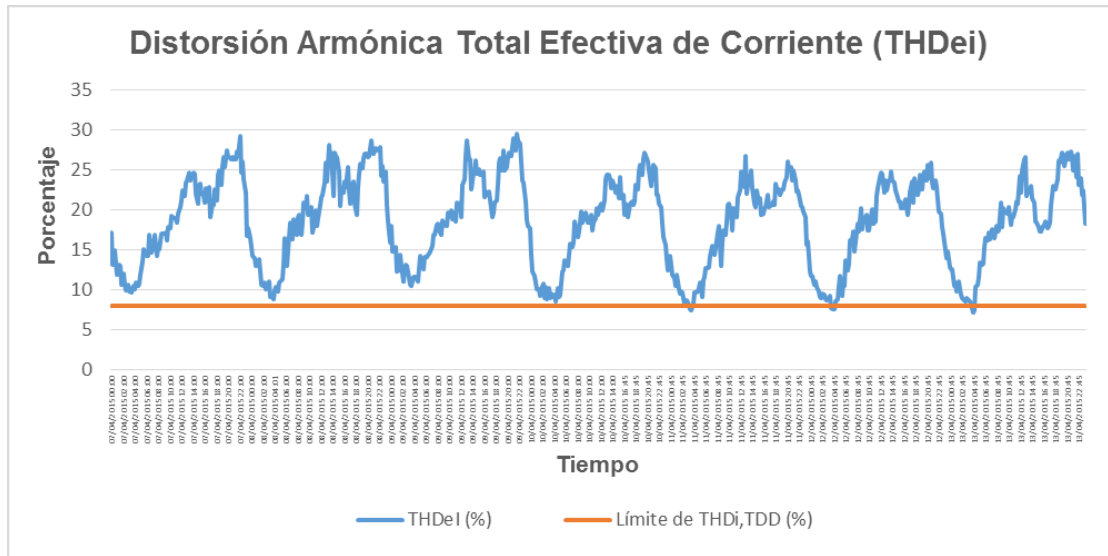
Figura 20 Perfil semanal de la distorsión de demanda total en el neutro



En la Figura 21 se muestra el perfil de la distorsión armónica total efectiva de corriente, la cual presenta un valor máximo de 29,5393%. Este valor sobrepasa durante mucho tiempo el límite propuesto por³⁰ del 8%. Es de resaltar que en este indicador también considera el efecto de la distorsión armónica de la corriente del neutro, motivo por el cual es mayor a la distorsión armónica total por cada una de las corrientes de línea.

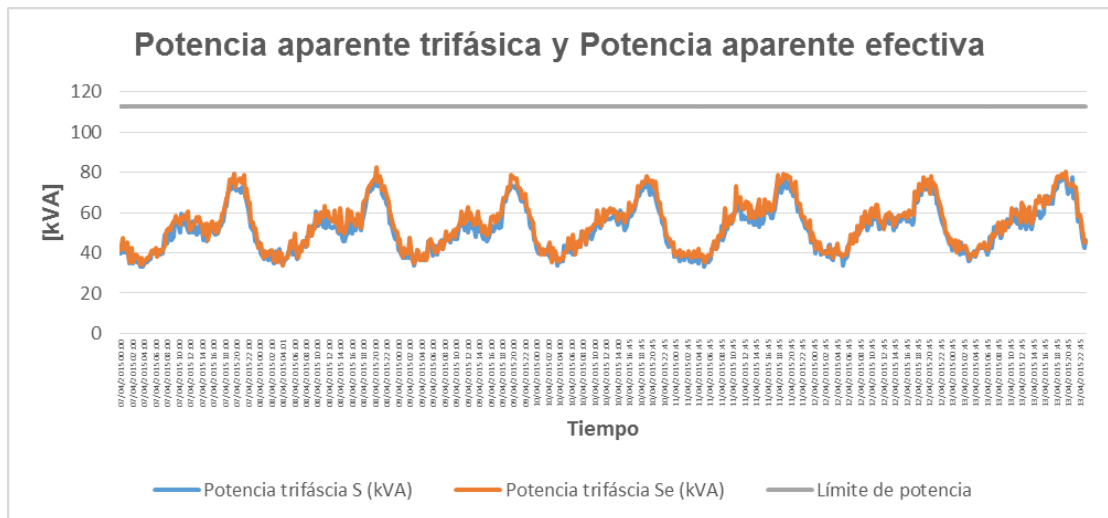
³⁰ Ibid

Figura 21 Perfil semanal de la distorsión armónica total efectiva de la corriente (THDei)



2.3.2.3 Análisis de las curvas de potencia En la Figura 22 se muestra el perfil semanal de la potencia de dimensionamiento (aparente) trifásica aritmética, evaluada cada 15 minutos.

Figura 22 Perfil semanal de la potencia de dimensionamiento (aparente) trifásica aritmética y efectiva



Cabe señalar que el comportamiento de la potencia de dimensionamiento (aparente) de un día a otro es similar, es decir, no hay una variación considerable en el consumo de los hogares durante los días laborales y no laborales.

En la Figura 23 se muestran las curvas de potencia (aparente) trifásica aritmética y efectiva correspondiente al día 7 de abril de 2015. Como se puede observar en esta figura, la curva de la potencia (aparente) efectiva es mayor a la curva de la potencia aparente aritmética debido a que en la estimación de la potencia efectiva se consideran las potencias de dimensionamiento debida a: Los desbalances y desequilibrios, las componentes fundamentales y armónicas de las tensiones y corrientes del sistema trifásico, mientras que en la estimación de la potencia aparente aritmética no se considera los efectos del desbalances y desequilibrios en el sistema trifásico.

Si se compara el perfil diario de la S_e , con la curva de demanda diaria definida en la norma [1] para estratos 1 y 2 mostrada en la Figura 24, se encuentran similitudes entre las dos curvas; por ejemplo los valores máximos se presentan entre las 18:00 y las 22:00.

Figura 23 Perfil del comportamiento de la potencia de dimensionamiento (aparente) trifásica aritmética y potencia (aparente) efectiva diaria

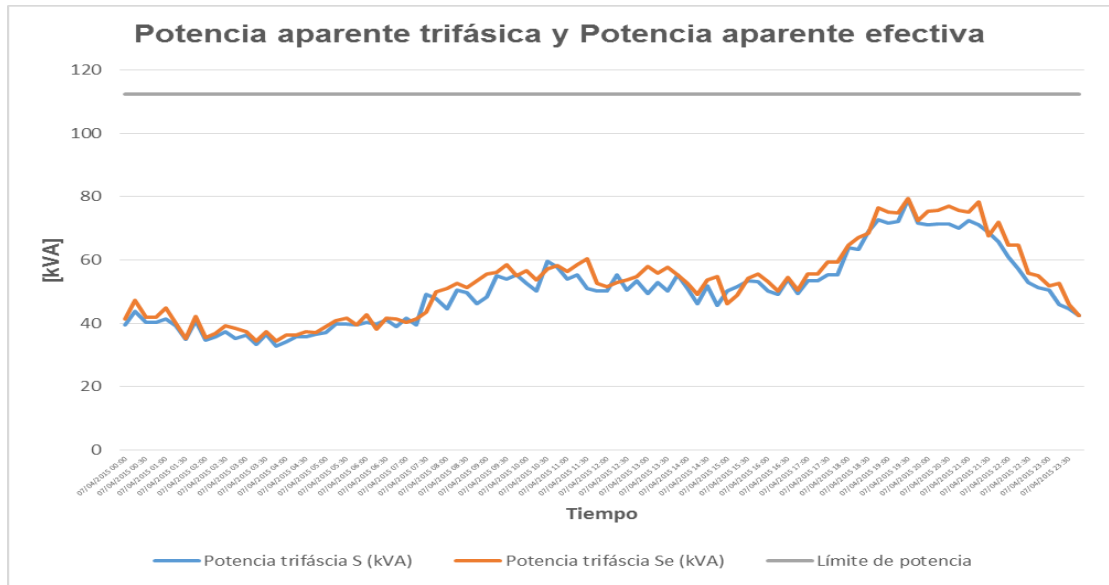
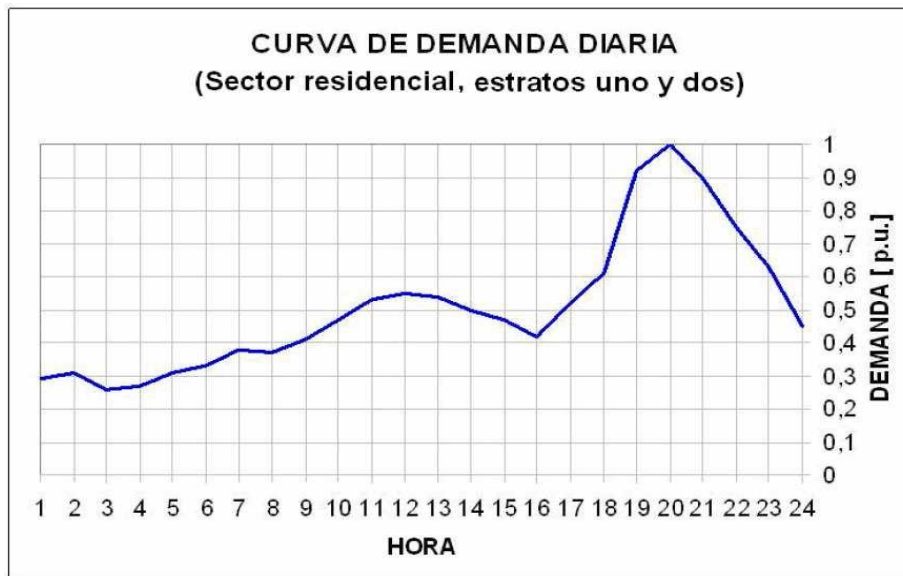


Figura 24 Curva de demanda diaria de ESSA



Fuente: ELECTRICADORA DE SANTANDER S.A E.S.P , «Norma para cálculo y diseño de sistemas de distribución.,» Bucaramanga, 2004-2005.

Figura 25 Perfil de las potencias trifásicas de dimensionamiento aritmética (S), activa (P), reactiva de Budeanu (Q_B) y de distorsión de Budeanu (D_B)

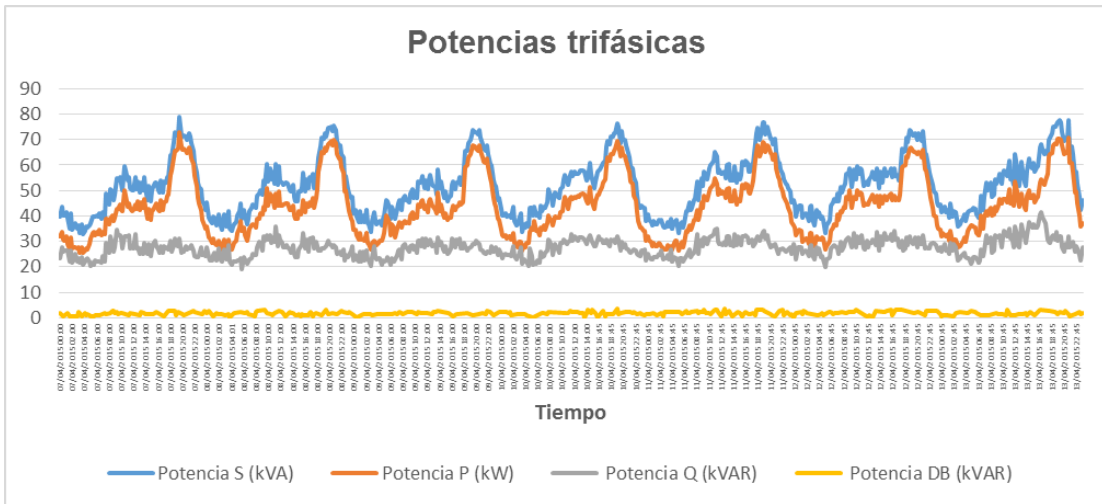


Figura 26 Perfil de las componentes de la potencia de dimensionamiento (aparente) fundamental, activa y reactiva de secuencia positiva (S_1^+ , P_1^+ , Q_1^+)

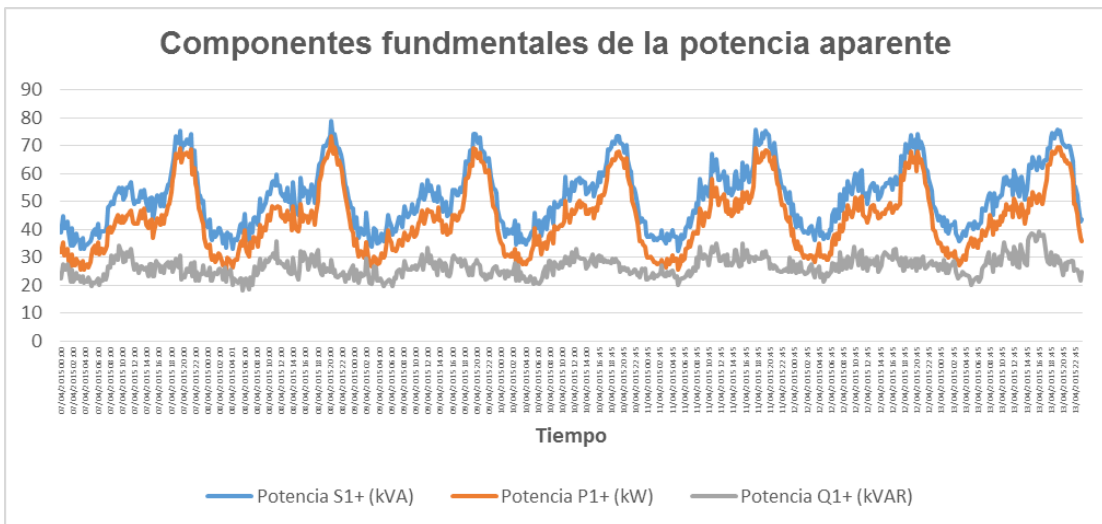
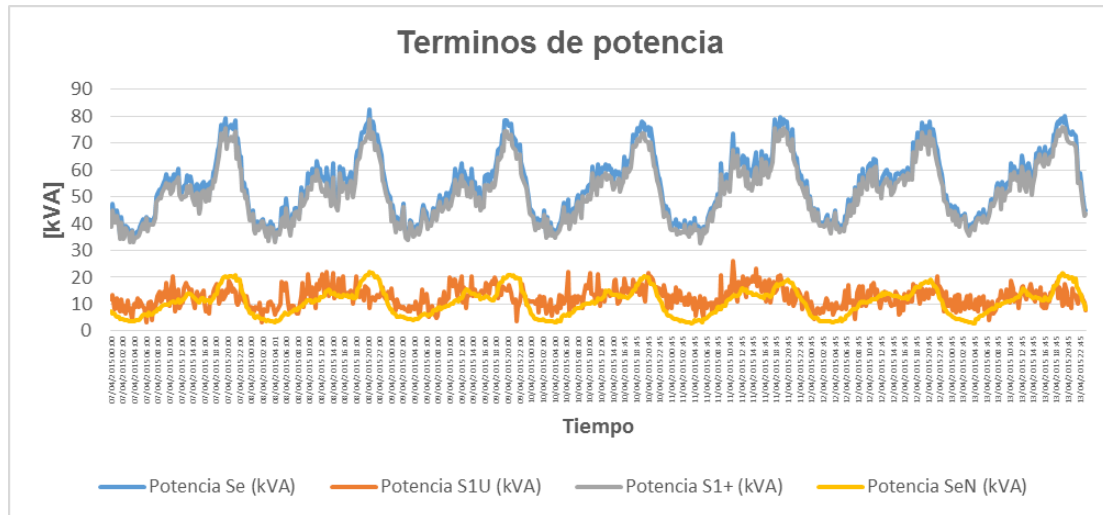


Figura 27 Perfil del comportamiento de las potencias de dimensionamiento del estándar IEEE 1459



Las potencias trifásicas (S, P, Q) con las cuales generalmente se estudia y se monitoriza el sistema eléctrico no tienen en cuenta todos los fenómenos relacionados con calidad de la potencia, por ejemplo, los desbalances no son tenidos en cuenta, debido a que las potencias trifásicas se evalúan como la suma de las potencias por cada fase. Sin embargo este modelo tiene en cuenta una potencia de distorsión denominada D_B que cuantifica este efecto de la distorsión de las señales de tensión y corriente del sistema.

Comparar los perfiles de los diferentes parámetros de potencia, permite observar, que la potencia de dimensionamiento (aparente) de secuencia positiva S_1^+ es similar a la potencia de dimensionamiento (aparente) aritmética S. Por otra parte, la potencia de dimensionamiento (aparente) efectiva S_e , se descompone en tres componentes: La potencia de dimensionamiento (aparente) de secuencia positiva S_1^+ , la potencia de dimensionamiento (aparente) fundamental de desbalance S_{1U} y la potencia de dimensionamiento (aparente) no fundamental S_{eN} , tal como se observa en la Figura 27. Es decir que esta potencia considera el efecto que tiene en el dimensionamiento del sistema trifásico, los reactivos fundamentales de

secuencia positiva, el desbalance que se presenta y las distorsiones de las señales de tensión y corriente, aspectos que no son considerados en su totalidad en el modelo de potencias vigente, basados en la propuesta realizada por Budeanu.

El factor de potencia efectivo, permite evaluar la eficiencia real del sistema trifásico, ya que considera la potencia de dimensionamiento efectiva; que como se mencionó previamente, incluye todos los efectos que hacen que el dimensionamiento del sistema trifásico se incremente; comparado con el factor de potencia que se evalúa considerando la potencia de dimensionamiento aritmética, donde no se considera el efecto del desbalance en el dimensionamiento del sistema.

En la Figura 28 se presenta el perfil del factor de potencia de cada una de las fases y en la Figura 29 se muestran los perfiles del factor de potencia efectivo el cual está por debajo del límite con un 95,832% de los valores medidos (644) y del factor de potencia aritmético con un 81,992% de los valores medidos (551), también por debajo del límite. En esta grafica también se aprecia que el valor del factor de potencia efectivo siempre es menor que el factor de potencia aritmético. Para valores de factor de potencia por debajo de 0,9 el usuario debería asumir los costos del dimensionamiento adicional.

Figura 28 Perfil de los factores de potencia por cada una de las fases del sistema trifásico

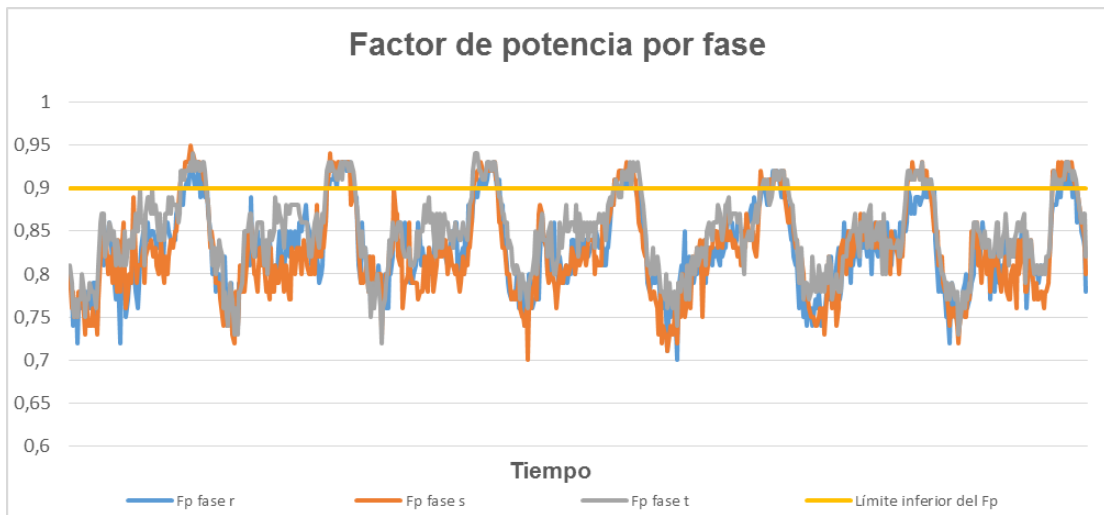
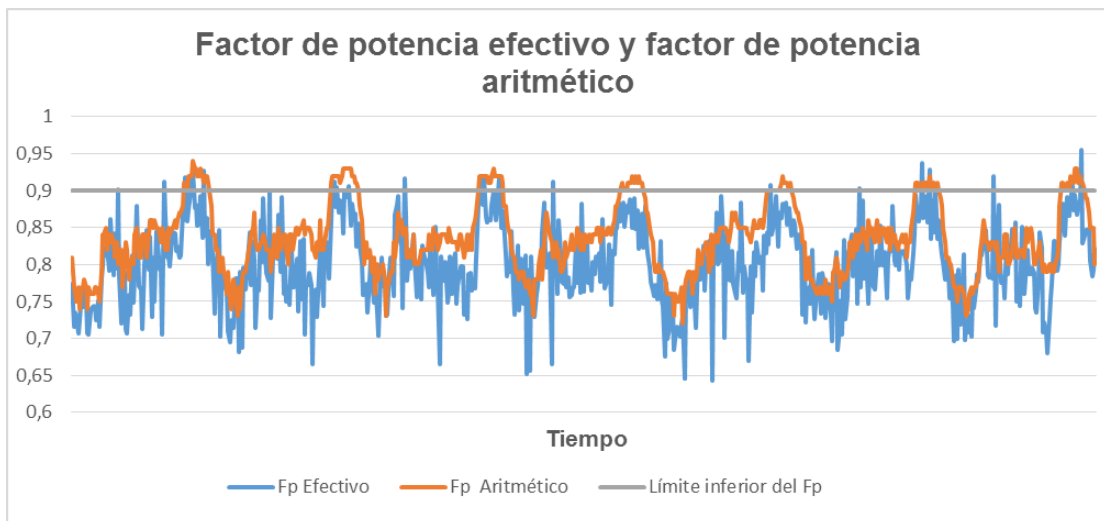


Figura 29 Perfil de los factores de potencia aritmético y efectivo del sistema trifásico



3. ANÁLISIS DE COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA EN TRANSFORMADORES

En este capítulo se presentan los resultados de la aplicación de las dos metodologías de desclasificación: El factor armónico de pérdidas, expuesto en el estándar IEEE C57.110TM-2008³¹ y el “K-Factor” de Underwriter Laboratories. El caso de estudio se realiza en el transformador 4148 de propiedad de ESSA, ubicado en el barrio La Feria del municipio de Piedecuesta-Santander.

3.1 CONSIDERACIONES GENERALES

El estándar IEEE Std C57.12.91-2010³² categoriza las pérdidas de potencia de los transformadores en pérdidas sin carga (pérdidas por excitación), pérdidas bajo carga (pérdidas de impedancia) y pérdidas totales (la suma de las pérdidas sin carga y las pérdidas bajo carga). Las pérdidas bajo carga están subdivididas en pérdidas de potencia debidas a la resistencia del material de los devanados del transformador (I^2R) y pérdidas por dispersión. Las pérdidas por dispersión se determinan restando las pérdidas del material (I^2R) a las pérdidas bajo carga³³. Las ecuaciones 35 y 36 establecen como evaluar estas pérdidas de potencia.

$$P_T = P_{NL} + P_{LL} [W] \quad (35)$$

³¹ IEEE Power & Energy Society, «IEEE Std C57.110™ Recommended Practice for Establishing Liquid-Filled and Dry- Type Power and Distribution Transformer Capability When Supplying Nonsinusoidal Load Currents,» IEEE, 2008.

³² IEEE Power & Energy Society, «IEEE Std C57.12.90 Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers,» New York, 2010.

³³ TÉLLEZ RAMÍREZ E., «Distorsión armónica, Programa de ahorro de energía».

En donde:

P_{NL} Son las pérdidas de potencia en vacío o ajenas a la carga.

P_{LL} Son las pérdidas de potencia bajo carga.

P_T Son las pérdidas de potencia totales.

$$P_{LL} = P + P_{EC} + P_{OSL} [W] \quad (36)$$

En donde:

P Son las pérdidas de potencia debidas a la resistencia del material de los devanados I^2R , a la corriente de carga y a la resistencia de corto circuito de los devanados.

P_{EC} Son las pérdidas por corrientes de eddy en los devanados.

P_{OSL} Son las pérdidas por dispersión en fijaciones, depósitos, etc.

P_{LL} Son las pérdidas bajo carga.

Para determinar las pérdidas de potencia nominales sin carga y bajo carga del transformador, es necesario revisar el protocolo de pruebas de cortocircuito y de vacío realizado por el fabricante, los cuales se comparan con la normatividad vigente para pruebas sobre transformadores trifásicos auto-refrigerados. Por su parte, la NTC 819³⁴ establece unas directrices frente a este tema y presenta en la Tabla 10, los valores máximos declarados de corriente sin carga (I_0), pérdidas sin carga (P_0), pérdidas con carga (P_C) y tensión de cortocircuito a 85°C (U_z) para transformadores trifásicos auto-refrigerados y sumergidos en líquido.

³⁴ ICONTEC, «NTC 819 Electrotécnica, Transformadores Trifásicos Autorefrigerados y Sumergidos En Líquido. Corriente Sin Carga, Pérdidas y Tensión de Corto Circuito.» BOGOTÁ D.C., 1995.

Tabla 10 Valores máximos declarados de corriente sin carga (I_0), pérdidas sin carga (P_0), pérdidas con carga (P_C) y tensión de cortocircuito a 85°C (U_Z)

Potencia [kVA]	I_0 % de I_n	P_0 [W]	P_C [W]	U_Z %
112,5	2,6	365	1540	3,5

Fuente: ICONTEC, «NTC 819 Electrotécnia, Transformadores Trifásicos Autorefrigerados y Sumergidos En Liquido. Corriente Sin Carga, Pérdidas y Tensión de Corto Circuito.,» BOGOTÁ D.C., 1995.

Según el estándar IEEE C57.12.90³⁵, la prueba para determinar las pérdidas sin carga se realiza a tensión nominal a menos que se especifique lo contrario. Además, las pérdidas bajo carga incluyen las pérdidas en los devanados I^2R debido a las corrientes de carga y a las parásitas; pérdidas adicionales debidas a flujos de dispersión en los devanados, soportes del núcleo y otras partes y las pérdidas debidas a las corrientes circulantes en devanados paralelos (si los hay). Estas pérdidas de carga se miden mediante la conexión en cortocircuito de cualquiera de los dos devanados y aplicando, en el otro devanado, la tensión requerida para hacer circular la corriente nominal por el mismo³⁶.

Para determinar las pérdidas de potencia del transformador No. 4148, se presentan a continuación, los datos requeridos de pérdidas bajo carga, pérdidas en vacío y resistencia de los devanados, suministrados por el fabricante: (Rymel S.A.S)

Resistencia en el devanado de Alta Tensión (R1)	14,51 [Ω]
Resistencia en el devanado de Baja Tensión (R2)	2,155 [mΩ]
Pérdidas en vacío	345 [W]

³⁵ IEEE Power & Energy Society, «IEEE Std C57.12.90 Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers,» New York, 2010.

³⁶ ICONTEC, «NTC 317 Electrotécnia, Transformadores de Potencia y Distribución, Terminología,» BOGOTÁ D.C., 1998.

Con estos datos se puede comprobar que el transformador cumple con lo especificado en la norma NTC 819³⁷, acerca de las pérdidas máximas (365 [W] las pérdidas en vacío y 1540 [W] las pérdidas bajo carga) obtenidas en el protocolo de pruebas.

3.2 CÁLCULO DE LA CAPACIDAD EQUIVALENTE DEL TRANSFORMADOR UTILIZANDO LOS DATOS DE LAS PRUEBAS DE RUTINA

Con el fin de realizar cálculos con datos limitados, es necesario hacer ciertas suposiciones que se consideran conservadoras. Estos supuestos pueden modificarse en función de la orientación proporcionada por el fabricante para un transformador en particular, de la siguiente manera:

- a) El certificado de las pruebas incluye todos los datos exigidos por la norma IEEE Std. C57.12.91 para transformadores tipo seco o la norma IEEE Std C57.12.00 para transformadores inmersos en líquido.
- b) Una porción de las pérdidas por dispersión, determinadas a continuación, se suponen como pérdidas por corrientes de eddy en los devanados. Esta es una suposición conservadora y no se debe utilizar si se cuenta con mejores datos:
 - 1) El 67% de las pérdidas totales por dispersión se supone que son pérdidas por corrientes de eddy en los devanados para los transformadores tipo seco.

³⁷ ICONTEC, «NTC 819 Op. Cit.

- 2) El 33% de las pérdidas totales por dispersión se supone que son pérdidas por corrientes de eddy en los devanados para los transformadores inmersos en líquido³⁸.

Según lo establecido en IEEE Std. C57.12.90³⁹, la componente de pérdidas por dispersión, se calcula restando las pérdidas \dot{P}_R de las pérdidas bajo carga. Las pérdidas \dot{P}_R totales trifásicas se calculan mediante la ecuación (37):

$$I^2R = 1,5 [(I_{1-R}^2 \times R_1) + (I_{2-R}^2 \times R_2)] \quad (37)$$

En donde:

\dot{P}_R Son las pérdidas de potencia debidas a la resistencia del material en los devanados.

I_{1-R} Es el valor eficaz de la corriente en el lado de alta tensión bajo condiciones nominales de carga y de frecuencia.

I_{2-R} Es el valor eficaz de la corriente en el lado de baja tensión bajo condiciones nominales de carga y de frecuencia.

R_1 Es la resistencia medida en los terminales de alta tensión.

R_2 Es la resistencia medida en los terminales de baja tensión.

Nota: Algunas pruebas muestran la resistencia como la suma en serie de las 3 fases. En ese caso los valores de R_1 y R_2 se pueden calcular como:

Conexión en delta R_1 o $R_2 = 2/9$ de la resistencia trifásica.

Conexión en Y R_1 o $R_2 = 2/3$ de la resistencia trifásica.

³⁸ IEEE Power & Energy Society, «IEEE Std C57.110™ Recommended Practice for Establishing Liquid-Filled and Dry- Type Power and Distribution

³⁹ IEEE Power & Energy Society, «IEEE Std C57.12.90 Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers,» New York, 2010.

Por lo tanto las pérdidas por dispersión están determinadas por la siguiente ecuación:

$$P_{TSL-R} = P_{LL-R} - I^2R \quad (38)$$

En donde:

P_{TSL-R} Son las pérdidas de potencia totales por dispersión bajo condiciones nominales.

P_{LL-R} Son las pérdidas de potencia bajo carga a condiciones nominales.

I^2R Son las pérdidas de potencia debidas a la resistencia del material en los devanados.

Debido a la posición del tap (102,5%), los valores de tensión y corriente en el lado secundario del transformador cambian así:

Tensión $V_2 = 220 \times 1,025 = 225,5 \text{ [V]}$

Corriente $I_2 = 295,2 / 1,025 = 288,0351 \text{ [A]}$

Se puede deducir que, como la resistencia es la relación entre la tensión y la corriente, el valor de la resistencia en el devanado secundario aumentará a razón de $(1,025)^2$ y según la nota de la ecuación (37) se calculan las resistencias así:

$$R_1 = 3 \times 14,51 \times 2/9 = 9,673 \text{ [\Omega]}$$

$$R_2 = 3 \times [2,155 \times (1,025)^2] \times 2/3 = 4,528 \text{ [m}\Omega\text{]}$$

Las pérdidas en los devanados (I^2R) se calculan a continuación:

$$I^2R = 1,5[(4,92^2 \times 9,673) + (288,0351^2 \times 0,00452)] = 914,752 \text{ [W]} \quad (39)$$

Después de obtener las pérdidas por efecto Joule, se puede calcular la suma de las pérdidas totales por dispersión:

$$P_{TSL-R} = P_{EC} + P_{OSL} = P_{LL-R} - I^2R = 1520 - 914,752 = 605,248 [W] \quad (40)$$

Según⁴⁰, el 33% del total de pérdidas por dispersión, son pérdidas por corrientes de eddy y el porcentaje restante corresponde a las demás pérdidas por dispersión.

En la Tabla 11 se muestran los valores correspondientes a las pérdidas de potencia debidas a las corrientes de eddy y a dispersión. Por otra parte en la Tabla 12 se presenta el resumen de las pérdidas de potencia del transformador.

Tabla 11 Pérdidas de potencia por dispersión y corrientes de eddy

Pérdidas por corrientes de eddy y por dispersión	Potencia [W]
Pérdidas de potencia por corrientes de eddy en los devanados	199,7318
Pérdidas de potencia por dispersión	405,5162
Pérdidas de potencia totales por dispersión	605,2480

Tabla 12 Pérdidas de potencia nominales del transformador

Tipo de pérdidas	Potencia [W]
Pérdidas de potencia sin carga	345
Pérdidas de potencia por resistencia de los devanados (I^2R)	914,7520
Pérdidas de potencia totales por dispersión	605,2480
Pérdidas de potencia totales	1865

⁴⁰ IEEE Power & Energy Society, «IEEE Std C57.110™ Recommended Practice for Establishing Liquid-Filled and Dry- Type Power and Distribution Transformer Capability When Supplying Nonsinusoidal Load Currents,» IEEE, 2008.

3.3 FACTOR ARMÓNICO DE PÉRDIDAS (F_{HL} , F_{HL-STR})

El factor armónico de pérdidas para las corrientes parásitas en los devanados (F_{HL}), es un factor de proporcionalidad aplicable a pérdidas parásitas en los devanados que permiten evaluar el calentamiento producido por las corrientes armónicas de la carga y es expresado por la siguiente ecuación:

$$F_{HL} = \frac{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left[\frac{I_h}{I_1} \right]^2 h^2}{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left[\frac{I_h}{I_1} \right]^2} \quad (41)$$

F_{HL} Es el factor armónico de pérdidas para las corrientes parásitas en los devanados.

h Es el orden del armónico, 1, 2, 3, etc.

h_{max} Es el mayor orden de armónico a considerar.

I_h Es el valor eficaz de la corriente del h-ésimo armónico.

I_1 El valor eficaz de la corriente armónica fundamental.

Para el factor armónico de pérdidas por dispersión en un transformador, existe una relación similar con el factor armónico de pérdidas para las corrientes parásitas en los devanados ya que se desarrolla de manera análoga. Sin embargo, esta se da debido a las pérdidas por las conexiones, piezas estructurales, el tanque, etc.

La ecuación correspondiente al factor armónico de pérdidas por dispersión, normalizado a la corriente armónica fundamental, es la siguiente:

$$F_{HL-STR} = \frac{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left[\frac{I_h}{I_1} \right]^2 h^{0,8}}{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left[\frac{I_h}{I_1} \right]^2} \quad (42)$$

F_{HL-STR} Es el factor armónico para las pérdidas por dispersión.

h Es el orden del armónico, 1, 2, 3, etc.

h_{max} Es el mayor orden de armónico a considerar.

I_h Es el valor eficaz de la corriente del h-ésimo armónico.

I_1 El valor eficaz de la corriente armónica fundamental.

A continuación en la Tabla 13, se presenta un ejemplo del cálculo y la aplicación del factor armónico de pérdidas*.

Tabla 13 Ejemplo del cálculo de F_{HL} , F_{HL-STR}

h	$\frac{I_h}{I_1}$	$\left[\frac{I_h}{I_1}\right]^2$	h^2	$\left[\frac{I_h}{I_1}\right]^2 * h^2$	$h^{0,8}$	$\left[\frac{I_h}{I_1}\right]^2 * h^{0,8}$
1	1	1	1	1	1	1
3	0,1117	0,01249	9	0,1124	2,4082	0,0300
5	0,0533	0,00284	25	0,0710	3,6238	0,0103
7	0,0067	4,5137E-05	49	0,0022	4,7432	0,0002
9	0,0155	0,00024	81	0,0196	5,7995	0,0014
11	0,0153	0,00028	121	0,0285	6,8094	0,0016
13	0,0025	6,7581E-06	169	0,0011	7,7831	5,2599E-05
15	0,0055	3,0438E-05	225	0,0068	8,7271	0,0002
17	0,0044	1,9683E-05	289	0,0056	9,6462	0,0001
19	0,0026	7,2629E-06	361	0,0026	10,5440	7,6580E-05
21	0,0024	5,9262E-06	441	0,0026	11,4230	6,7694E-05
23	0,0017	2,9670E-06	529	0,0015	12,2852	3,6450E-05
25	0,0032	1,0221E-05	625	0,0063	13,1326	0,0001
27	0,0015	2,3270E-06	729	0,0016	13,9666	3,2500E-05
29	0,0017	3,0330E-06	841	0,0025	14,7883	4,4854E-05
31	0,0020	4,1888E-06	961	0,0040	15,5987	6,5340E-05
33	0,0013	1,5678E-06	1089	0,0017	16,3987	2,5711E-05
35	0,0016	2,7100E-06	1225	0,0033	17,1891	4,6584E-05
37	0,0019	3,6602E-06	1369	0,0050	17,9705	6,5777E-05

* Como ejemplo se presenta el cálculo para el día 12 de abril de 2015 a las 15:00 horas, en la fase S.

h	$\frac{I_h}{I_1}$	$\left[\frac{I_h}{I_1}\right]^2$	h^2	$\left[\frac{I_h}{I_1}\right]^2 * h^2$	$h^{0,8}$	$\left[\frac{I_h}{I_1}\right]^2 * h^{0,8}$
39	0,0016	2,5048E-06	1521	0,0038	18,7435	4,6949E-05
41	0,0015	2,2121E-06	1681	0,0037	19,5086	4,3156E-05
43	0,0015	2,1744E-06	1849	0,0040	20,2663	4,4069E-05
45	0,0015	1,9731E-06	2025	0,0039	21,0169	4,1470E-05
47	0,0011	1,2656E-06	2209	0,0027	21,7609	2,7542E-05
49	0,0011	1,2800E-06	2401	0,0030	22,4986	2,8799E-05
51	0,0012	1,4738E-06	2601	0,0038	23,2303	3,4237E-05
53	0,0010	1,0602E-06	2809	0,0029	23,9563	2,540E-05
55	0,0008	5,8176E-07	3025	0,0017	24,6768	1,4356E-05
57	0,0008	6,8277E-07	3249	0,0022	25,3921	1,7336E-05
59	0,0006	3,8013E-07	3481	0,0013	26,1024	9,9221E-06
61	0,0014	1,8675E-06	3721	0,0069	26,8079	5,0063E-05
63	0,0019	3,9580E-06	3969	0,0157	27,5088	0,0001
Σ		1,0151		1,3352		1,04521

El factor armónico de pérdidas por corrientes de eddy en los devanados, está dado por la división de la sumatoria de la quinta columna entre la sumatoria de la tercera columna, de acuerdo con la ecuación (41), dando como resultado 1,3143.

Y la división de la sumatoria de la séptima columna entre la sumatoria de la tercera columna de acuerdo con la ecuación (42), es el factor armónico de pérdidas por dispersión y en este ejemplo es igual a 1,0288.

Según la referencia⁴¹, las corrientes armónicas pueden incrementar considerablemente las pérdidas por corrientes inducidas en los devanados. Estas pérdidas se deben considerar en el cálculo del aumento de la temperatura del transformador, por consiguiente la forma de calcular las pérdidas bajo carga de un transformador para una característica armónica, está dada por la siguiente ecuación:

⁴¹ Ibíd.

$$P_{LL} = I_{(pu)}^2 p_{LL-R} \quad (43)$$

En donde:

P_{LL} Son las pérdidas de potencia bajo carga.

$I_{(pu)}^2$ Es el valor eficaz de la corriente al cuadrado en por unidad (pu).

p_{LL-R} Son las pérdidas de potencia bajo carga a condiciones nominales.

En la Tabla 13, el resultado de la sumatoria de la tercera columna es 1,01598. La raíz cuadrada de este número es el valor eficaz de la corriente en por unidad, el cual es igual a 1,007996. Por consiguiente, los valores de pérdidas de potencia bajo carga a condiciones nominales, se deben multiplicar por 1,01598 para obtener las pérdidas de potencia bajo carga, debidas a la característica de las componentes armónicas de la corriente en ese instante de tiempo.

El cálculo de las pérdidas totales corregidas debido a las componentes armónicas de la corriente, aplicando el factor armónico de pérdidas y el factor armónico de pérdidas por dispersión, se presenta en la Tabla 14.

Tabla 14 Corrección de pérdidas de potencia en el transformador

Tipo de Pérdidas	Pérdidas Nominales [W]	Pérdidas de Carga [W]	Factor Armónico	Pérdidas Corregidas [W]
P_{NL}	345	345		345
I^2R	914,7520	928,5648		928,5648
P_{EC}	199,7318	202,7477	1,3143	266,4713
P_{OSL}	405,5162	411,6395	1,0288	423,4947
P_T	1865	1887,952		1963,5308

Como las pérdidas P_{LL} son mayores que las pérdidas P_{LL-R} , según el estándar ⁴² se debe calcular la máxima corriente de carga en por unidad admitida, con la composición armónica dada, mediante la siguiente ecuación:

$$I_{m\acute{a}x}(pu) = \sqrt{\frac{P_{LL-R}(pu)}{1 + (F_{HL} \times P_{EC-R}(pu)) + (F_{HL-STR} \times P_{OSL-R}(pu))}} \quad (44)$$

En donde:

$I_{m\acute{a}x}(pu)$ Es el valor eficaz de la corriente máxima de carga en por unidad admitida.

$P_{LL-R}(pu)$ Son las pérdidas de potencia bajo carga a condiciones nominales.

$P_{EC-R}(pu)$ Son las pérdidas de potencia por corrientes de eddy a condiciones nominales.

$P_{OSL-R}(pu)$ Son las pérdidas de potencia por dispersión a condiciones nominales.

F_{HL} Es el factor armónico de pérdidas.

F_{HL-STR} Es el factor armónico de pérdidas por dispersión.

Los valores en por unidad de la ecuación (44), tiene como potencia base las pérdidas $\dot{P}R$ a condiciones nominales⁴³, o sea 914,7520 [W] y los valores obtenidos son los siguientes:

$$P_{LL-R}(pu) = 1520/914,7520 = 1,6616 [pu]$$

$$P_{EC-R}(pu) = 199,7318/914,7520 = 0,2183 [pu]$$

$$P_{OSL-R}(pu) = 405,5162/914,7520 = 0,4433 [pu]$$

⁴² Ibid.

⁴³ Ibid

Reemplazando estos valores en la ecuación (44), se obtiene la corriente máxima en por unidad, igual a: 0,9764. Por lo tanto la corriente de carga máxima admitida para la composición armónica dada en el escenario seleccionado, se puede calcular:

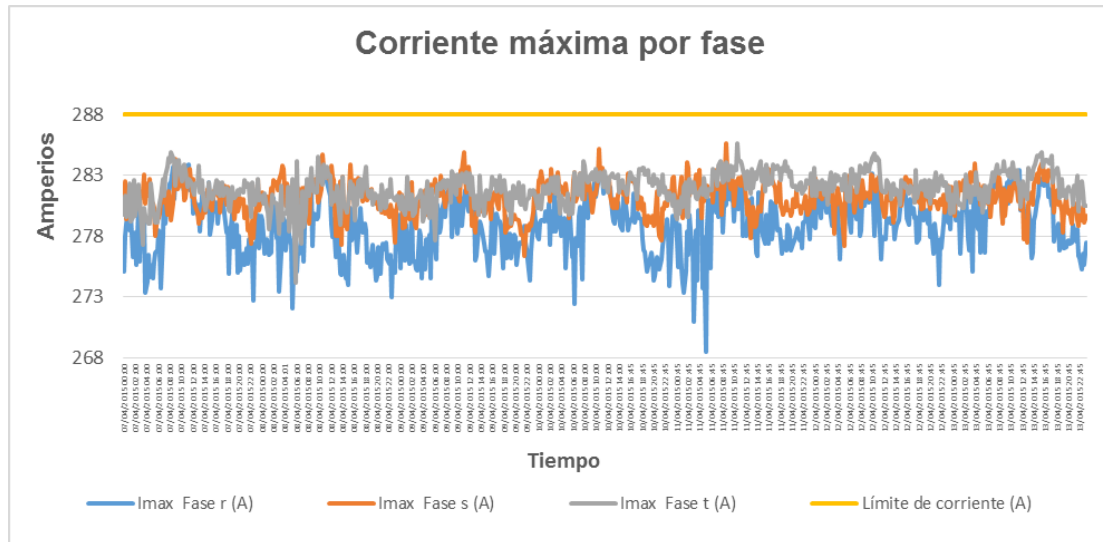
$$I_{m\acute{a}x} = 0,9764 \times 288,0351 = 281,2297 \text{ [A]} \quad (45)$$

De esta forma, la capacidad de carga del transformador, resulta un 97,64% de su capacidad de corriente sin contenido armónico o simplemente 281,2297 [A]; también puede decirse que la potencia máxima para el transformador no debe superar el 97,64% de la potencia nominal de 112,500 [kVA], esto es 109,8420 [kVA].

Por otro lado, para la corriente máxima de carga, considerando la composición armónica dada, las pérdidas bajo carga no superan las pérdidas bajo carga a condiciones nominales. Sin embargo, la composición armónica está variando constantemente y puede aumentar, por lo que se hace necesario verificar la corriente máxima para las condiciones críticas en otros escenarios de evaluación.

A continuación se presenta en la Figura 30 los valores máximos de las corrientes de línea durante la semana, de acuerdo a las componentes armónicas presentadas cada momento.

Figura 30 Valores eficaces de las corrientes máximas de las tres corrientes de línea



En la Figura 13 se puede apreciar que la totalidad de los valores eficaces de las corrientes de línea están por debajo de 250[A] mientras que en la Figura 30 todos los valores eficaces máximos de corriente están por encima de 268[A]. De acuerdo con lo anterior se deduce que aún si coincidieran el día y la hora de la corriente eficaz de mayor valor entre las tres fases y la corriente máxima de menor valor, el transformador no estaría sobrecargado, a pesar de que la red tiene un alto porcentaje de distorsión armónica total de corriente.

Lo anterior puede ser explicado debido a que las potencia aparente trifásica aritmética medida durante la semana, alcanza un valor máximo de 80 [kVA], mientras que la capacidad nominal del equipo es de 112,5[kVA] y dado que la variación de tensión en la red de distribución es mínima, los valores de corriente que circulan por el sistema están por debajo del valor nominal.

3.4 DEFINICIÓN DEL *K-FACTOR* (UNDERWRITER LABORATORIES)

La definición del método de desclasificación por medio del *K-Factor* para transformadores, se especifica en las referencias⁴⁴ y ⁴⁵ de UL (Underwriter Laboratories), la cual de manera breve se puede dar de la siguiente manera:

- El *K-Factor* es una calificación opcionalmente aplicada a un transformador que indica su idoneidad para ser usado con corrientes de carga no sinusoidales.
- El *K-Factor* está definido por la ecuación (46) en donde se aprecia que este índice depende tanto de la magnitud como de la distribución armónica de la corriente.

$$K - Factor = \sum_{h=1}^{\infty} \left[\frac{I_h}{I_R} \right]^2 * h^2 \quad (46)$$

En donde:

I_h Es el valor eficaz de la corriente del h-ésimo armónico.

h Es el orden del armónico, 1, 2, 3, etc.

I_R Es el valor eficaz de la corriente para condiciones nominales de frecuencia y carga.

- Los transformadores a los cuales se les asigna un *K-Factor* no deben ser considerados para su uso con cargas armónicas cuando el valor eficaz de cada armónico superior al décimo, es mayor que 1/h de la corriente eficaz de la fundamental.

⁴⁴ Underwriter Laboratories , «UL 1561 Dry-Type General Purpose and Power Transformers,» 1994.

⁴⁵ Underwriter Laboratories , «UL 1562 Transformers, Distribution, Dry-Type-Over 600 Volts,» 1994.

Para carga lineal pura se tendrá un *K-Factor* igual a la unidad, mientras que un *K-Factor* mayor indica que las pérdidas por corrientes eddy en el transformador serán K veces mayor que el valor a la frecuencia fundamental.

Los transformadores con clasificación de *K-Factor* están diseñados, para tener unas pérdidas por corrientes eddy muy bajas a la frecuencia fundamental. Underwriter Laboratories establece el método *K-Factor* como un índice que evalúa la capacidad del transformador frente a los efectos de los calentamientos producidos por cargas no lineales, operando a su capacidad nominal con una distorsión de acuerdo a dicho la factor, sin que se excedan los límites nominales de elevación de temperatura.

Los valores de K normalizados en transformadores son 4, 9, 13, 20, 30, 40 y 50, siendo los más usados 4, 13, 20⁴⁶

A continuación en la Tabla 15, se presenta un ejemplo del cálculo y la aplicación del *K-Factor* (Underwriter Laboratories) para una hora y día seleccionados aleatoriamente⁴⁷.

⁴⁶ TÉLLEZ RAMÍREZ Op. Cit.

⁴⁷ Como ejemplo se presenta el cálculo del "*K-Factor*" para la misma fecha y hora del ejemplo del cálculo del Factor Armónico de Pérdidas (12 de abril de 2015 a las 15:00 horas) en la fase S

Tabla 15 Ejemplo del cálculo del “K-Factor”

h	h^2	I_h	$\frac{I_h}{I_R}$	$\left[\frac{I_h}{I_R}\right]^2$	$\left[\frac{I_h}{I_R}\right]^2 * h^2$	$\frac{1}{h} * I_1$
1	1	157,329	0,5462	0,2983	0,2983	-
3	9	17,587	0,0610	0,0037	0,0335	-
5	25	8,389	0,0291	0,0008	0,0212	-
7	49	1,057	0,0036	1,3467E-05	0,0006	-
9	81	2,45	0,0085	7,235E-05	0,0058	-
11	121	2,416	0,0083	7,0356E-05	0,0085	14,3026
13	169	0,409	0,0014	2,0163E-06	0,0003	12,1022
15	225	0,868	0,0030	9,0813E-06	0,0020	10,4886
17	289	0,698	0,0024	5,8725E-06	0,0016	9,2546
19	361	0,424	0,0014	2,1669E-06	0,0007	8,2804
21	441	0,383	0,0013	1,7681E-06	0,0007	7,4918
23	529	0,271	0,0009	8,8521E-07	0,0004	6,8403
25	625	0,503	0,0017	3,0496E-06	0,0019	6,2931
27	729	0,24	0,0008	6,9428E-07	0,0005	5,827
29	841	0,274	0,0009	9,0492E-07	0,0007	5,4251
31	961	0,322	0,0011	1,2497E-06	0,0012	5,0751
33	1089	0,197	0,0006	4,6778E-07	0,0005	4,7675
35	1225	0,259	0,0008	8,0855E-07	0,0009	4,4951
37	1369	0,301	0,0010	1,092E-06	0,0014	4,2521
39	1521	0,249	0,0008	7,4732E-07	0,0011	4,0340
41	1681	0,234	0,0008	6,6E-07	0,0011	3,8372
43	1849	0,232	0,0008	6,4876E-07	0,0011	3,6588
45	2025	0,221	0,0007	5,887E-07	0,0011	3,4962
47	2209	0,177	0,0006	3,7762E-07	0,0008	3,3474
49	2401	0,178	0,0006	3,819E-07	0,0009	3,2107
51	2601	0,191	0,0006	4,3972E-07	0,0011	3,0848
53	2809	0,162	0,0005	3,1633E-07	0,0008	2,9684
55	3025	0,12	0,0004	1,7357E-07	0,0005	2,8605
57	3249	0,13	0,0004	2,037E-07	0,0006	2,7601
59	3481	0,097	0,0003	1,1341E-07	0,0003	2,6665
61	3721	0,215	0,0007	5,5717E-07	0,0020	2,5791
63	3969	0,313	0,0010	1,1809E-06	0,0046	2,4972
Σ					0,3983	

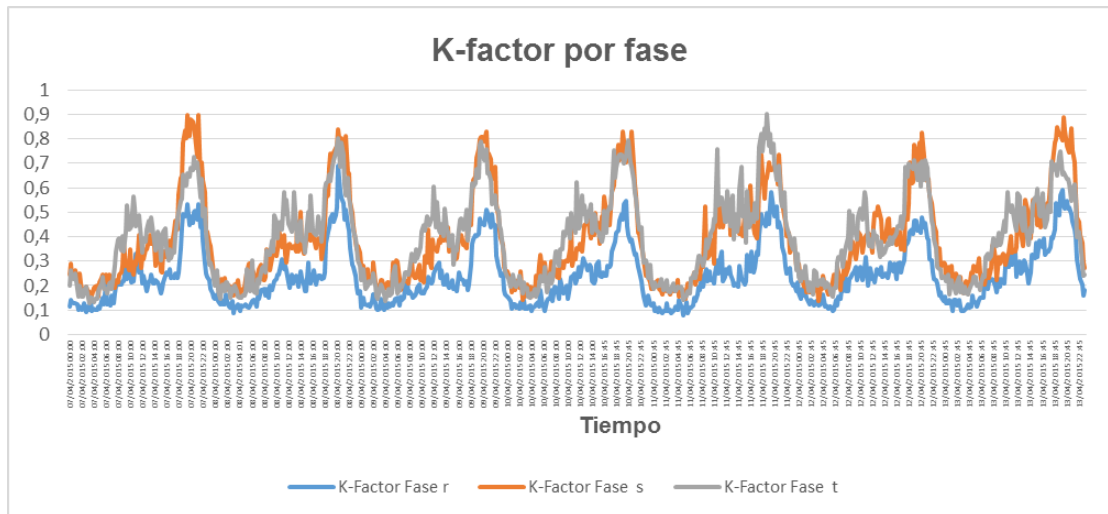
En la Tabla 15 se observa que para los armónicos superiores al noveno, el valor eficaz de cada uno (tercera columna) es menor comparado con el valor que se obtiene multiplicando el valor eficaz de la corriente fundamental (séptima columna) por la inversa del armónico.

Reemplazando los datos de la Tabla 15 en la Ecuación (46), se obtiene un *K-Factor* para este caso de 0,3984.

El *K-Factor* depende tanto de la magnitud como de las componentes armónicas de la corriente. Para la medición de componentes armónicas de la corriente en instalaciones existentes, el valor numérico del *K-Factor* es diferente del valor numérico del factor armónico de pérdidas, debido a que mientras el *K-Factor* depende de la corriente nominal en el secundario, el factor armónico de pérdidas depende de la magnitud de la componente fundamental.

Los valores de K obtenidos para la totalidad de datos de las corrientes de línea medidos, se presenta en la Figura 31

Figura 31 Perfil del *K-Factor* para las tres corrientes de línea



En la Figura se puede apreciar que para ninguna de las tres fases durante toda la semana, el *K-Factor* supera la unidad. Por lo tanto se puede concluir que el calentamiento en el transformador por corrientes armónicas no supera la capacidad del transformador y que no requiere el cambio por un equipo tipo K.

Es de resaltar que este transformador fue instalado hace pocos meses, debido a que el anterior con potencia nominal de 75 kVA se sobrecargaba el 20 por ciento del tiempo de utilización, motivo por el cual ESSA decidió repotenciarlo a uno de 112,5 kVA; potencia nominal superior a la actualmente requerida en los momentos de máxima exigencia de carga, que es alrededor de 80 kVA⁴⁸.

⁴⁸ HERRERA PIÑA L. C. y RUBIO ORDOÑEZ C. J., Caracterización del comportamiento dinámico de la carga eléctrica de un transformador de distribución del área metropolitana de Bucaramanga, Bucaramanga, 2014.

4. DIMENSIONAMIENTO DEL CALIBRE DEL CONDUCTOR NEUTRO DEL TRANSFORMADOR

La distorsión de las señales de corrientes, generada en su gran mayoría por cargas monofásicas no lineales y/o variantes en el tiempo, es un problema, debido a que la descomposición de las corrientes de línea en sus componentes armónicas, generan componentes de orden tres o múltiplos de tres (conocidas como corrientes “triple-N”), que generalmente están en fase, con lo cual se suman aritméticamente al evaluar la componente por el neutro, dando origen a unas componentes armónicas triple N de corriente de neutro con un valor eficaz importante.

Lo anterior tiene como consecuencia, corrientes por el conductor neutro, con valores eficaces importantes, que en algunos casos pueden ser mayores al valor eficaz de las corrientes de línea. Por lo tanto es necesario diseñar adecuadamente el calibre del conductor neutro de un sistema trifásico tetrafilar⁴⁹

A continuación se presenta la normatividad nacional e internacional, que describe los aspectos a tener en cuenta para seleccionar un calibre del conductor neutro adecuado y posteriormente se presentarán los resultados durante la aplicación de estas normas al transformador 4148, propiedad de ESSA, ubicado en el barrio La Feria del municipio de Piedecuesta-Santander.

⁴⁹ DESMET J. y BAGGINI A., «Armónicos - Dimensionado del Neutro en las Instalaciones Ricas en Armónicos,» Guía de Calidad de la Energía Eléctrica, 2003.

4.1 NORMATIVIDAD

El Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE⁵⁰ es un documento adoptado por el ministerio de Minas y Energía de la República de Colombia con el propósito de instruir a personas naturales o jurídicas inmersas en los procesos de generación, transporte, transformación, distribución y uso final de la electricidad en el cumplimiento de los requisitos mínimos que deben someterse las instalaciones eléctricas con el fin de garantizar la seguridad de las personas, la vida animal y vegetal, y la preservación del medio ambiente, previniendo, minimizando o eliminando los riesgos de origen eléctrico.

4.1.1 RETIE Artículo 15. Sistema de puesta a tierra. En la sección 15.1, Requisitos generales del sistema de puesta a tierra, del RETIE, el ítem d. menciona que para evitar el sobrecalentamiento de conductores, en sistemas trifásicos de instalaciones de uso final con cargas no lineales, los conductores del neutro deben ser dimensionados por lo menos al 173% de la corriente de línea, según los lineamientos de las normas IEEE 519 o IEEE1100. Igualmente se debe aceptar el dimensionamiento del neutro como se indica en la norma IEC 60364-5-52, cuando se conocen con precisión las corrientes armónicas de tercer orden, que circulen por el neutro⁵¹.

4.1.2 Estándar IEC 60364-5-52 La norma IEC 60364-5-52⁵² en el punto 524.2.1 indica que el neutro deberá tener al menos la misma área de sección transversal que los conductores de línea bajo los siguientes parámetros:

⁵⁰ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA., «Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE,» CIDET, 2013.

⁵¹ Ibid

⁵² INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, «IEC 60364 Low-voltage electrical installations - Part 5-52 Selection and erection of electrical equipment - Wiring systems,» Ginebra, Suiza, 2009.

- En circuitos monofásicos de dos conductores sea cual sea el área de sección transversal de estos.
- En circuitos de múltiples fases en el que el área de sección transversal de los conductores de línea sea menor o igual a $16[\text{mm}]^2$ de cobre o $25[\text{mm}]^2$ de aluminio.
- En circuitos en los que podrían llevar corrientes del tercer armónico y los armónicos que son múltiplos impares del tercer armónico, con distorsión armónica total entre el 15% y el 33%.

Por otra parte en el punto 524.2.3⁵³ se indica que para circuitos polifásicos donde el área de la sección transversal de los conductores de línea sea mayor que 16mm^2 de cobre o 25mm^2 de aluminio, el área de la sección transversal del neutro puede ser menor que el área de la sección transversal de los conductores de línea, si se cumplen simultáneamente las siguientes condiciones:

- La carga alimentada por el circuito en condiciones normales es balanceada entre las fases y el tercer armónico y los múltiplos impares del tercer armónico de corriente no exceden el 15% de la corriente de conductor de línea.

Nota: Usualmente, el área de la sección transversal del neutro reducida, no es menor que el 50% del área de sección transversal del conductor de línea.

- La corriente máxima prevista, incluyendo los armónicos que puedan existir, susceptible de recoger el conductor neutro durante el funcionamiento normal no es superior a la corriente admisible correspondiente a la sección reducida del conductor neutro.

⁵³ Ibid

- El conductor neutro está protegido contra sobrecorrientes de acuerdo al numeral 431.2 de la misma norma. En donde se indica que se debe proporcionar detección de sobrecorriente para el conductor neutro en un circuito de múltiples fases, donde se espera que el contenido armónico de la corriente de línea sea tal, que pueda superar la capacidad de conducción de corriente del conductor neutro. La detección de sobrecarga debe causar la desconexión de los conductores de línea, pero no necesariamente del neutro.
- El área de la sección transversal del conductor neutro no es inferior a $16[\text{mm}]^2$ de cobre o $25[\text{mm}]^2$ de aluminio⁵⁴.

Para cumplir estas cláusulas es necesario conocer el tipo y el número de cargas que estarán presentes tras la entrada en servicio de la instalación (condiciones iniciales) o en su defecto, realizar un modelo aproximado a través de un software de cálculo, involucrando algunas cargas típicas, de forma que se pueda tener una mejor perspectiva del problema. Sin embargo, es imposible determinar estas cargas y por lo tanto la corriente del neutro en términos absolutos. Como aproximación se puede aceptar que la corriente del neutro sea 1,61 veces la corriente de fase en el caso de cargas tales como ordenadores e incluso llegar a valores de 1,73 veces la corriente de fase en condiciones extremas en rectificadores controlados, con grandes ángulos de control, por ejemplo para tensiones bajas de corriente continua ($\alpha \geq 60^\circ$)⁵⁵

No obstante, la forma de resolver el problema del desconocimiento de las condiciones iniciales, consiste en aplicar unos coeficientes correctores a la capacidad de conducción de corriente del cable. En ⁵⁶ también se propone un

⁵⁴ Ibid

⁵⁵ DESMET J. y BAGGINI A.

⁵⁶ INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION

procedimiento para determinar el factor de corrección apropiado para adaptar la capacidad de carga del conductor a la condición real de la instalación considerada.

Para simplificar la solución se realizan algunos supuestos como:

- El sistema es trifásico y equilibrado.
- La única componente armónica importante que no se cancela es el tercero (es decir, las otras componentes armónicas en triple N tienen magnitudes relativamente bajas y otras componentes armónicas están casi equilibrados y suman cero).
- El cable tiene 4 o 5 conductores, con el neutro del mismo material y de la misma sección que los conductores de fase.

La Tabla 16 muestra los factores de corrección recomendados.

Tabla 16 Factores de corrección recomendados

Corriente de línea del 3^{er} armónico (%)	Valor seleccionado basado en la corriente de línea	Valor seleccionado sobre la base de la corriente del neutro
0 -15	1,00	-
15 – 33	0,86	-
33 – 45	-	0,86
> 45	-	1,00

Fuente: DESMET J. y BAGGINI A., «Armónicos - Dimensionado del Neutro en las Instalaciones Ricas en Armónicos,» Guía de Calidad de la Energía Eléctrica, 2003.

4.2 VERIFICACIÓN DEL CALIBRE DEL NEUTRO DEL TRANSFORMADOR N°4148 PROPIEDAD DE LA ESSA.

La corriente nominal en el lado secundario del transformador en estudio es de 288,0350 [A], según los datos de placa y la posición del tap y el conductor en el lado de baja tensión del transformador de distribución, está en conductores sencillos aislados XLPE en cobre calibre 2/0 con capacidad de corriente de 300 [A], para los tres conductores de fase y para el conductor del neutro (Según datos proporcionados por la empresa Electrificadora de Santander ESSA E.S.P).

Al aplicar el criterio expuesto en el RETIE para determinar el calibre del conductor neutro, se determina que el conductor seleccionado debe tener una capacidad de corriente del 173% la capacidad de corriente nominal (288,0350[A]), que corresponde a 498,3006 [A], con lo cual se seleccionaría un conductor de 300 MCM, con capacidad de corriente de 505[A] en aislamiento XLPE.

De esta forma, tomando como base lo expuesto en el RETIE la instalación no está cumpliendo con lo establecido en el Artículo 15. Sin embargo, el mismo artículo expresa que se debe aceptar, el dimensionamiento del neutro bajo las directrices del estándar IEC60364-5-52⁵⁷, cuyo análisis se muestra a continuación.

Por otro lado, partiendo de que el conductor neutro es del mismo calibre que los conductores de fase, se analiza las consideraciones expuestas por norma IEC 60364-5-52 y si estas consideraciones se ajustan al conductor seleccionado e instalado en el transformador de estudio.

⁵⁷ Ibid

A continuación en la Tabla 17 se presenta la condición más desfavorable del tercer armónico por día, en el instante y en la fase donde se presenta la mayor magnitud.

Tabla 17 Condición más desfavorable del tercer armónico por día

DIA	FECHA	HORA	FASE	CORRIENTE Fundamental [A]	CORRIENTE 3 ^{er} Armónico [A]	CORRIENTE 3 ^{er} Armónico ⁵⁸ [%]
LUN	13/04/2015	22:00	R	152,637	25,759	16,8760
MAR	7/04/2015	20:15	R	150,547	27,380	18,1870
MIE	8/04/2015	20:30	R	170,554	31,501	18,4698
JUE	9/04/2015	21:30	S	181,552	31,394	17,2920
VIE	10/04/2015	20:45	R	140,039	26,063	18,6112
SAB	11/04/2015	20:45	R	160,594	26,426	16,4552
DOM	12/04/2015	22:15	R	120,759	21,050	17,4314

La corriente del tercer armónico en horas pico, entre las 20:00 y las 22:00 horas, de lunes a viernes, alcanza y sobre pasa el 15% de la corriente fundamental. Según [27] para simplificar el cálculo del conductor del calibre del neutro, se supone el sistema balanceado y que la única componente armónica importante que no se cancela es la tercera. Por lo tanto y según la Tabla 16, el factor de corrección que se debe aplicar es 0,86 a la corriente de línea.

De esta forma, los conductores deben soportar una corriente de:

$$288,0351/0,86 = 334,9245 [A]$$

Por lo tanto, se deben seleccionar cuatro conductores XLPE en cobre calibre 3/0, que tienen capacidad de corriente de 350 [A], según la Tabla 3.14 “Capacidades de corriente (A) permisibles para conductores sencillos Aislados para 0-2000 (V)

⁵⁸ El porcentaje es en relación con la componente fundamental.

nominales al aire libre y temperatura ambiente de 30°C (tomado de la norma para cálculo y diseño de sistemas de distribución de la empresa Electrificadora de Santander S.A. E.S.P [1]).

Es claro según el párrafo anterior que la instalación eléctrica tampoco cumple con los que enuncia el estándar.

En la Tabla 18 se muestra el registro por día de la corriente máxima por el neutro.

Tabla 18 Registro de corrientes por el neutro durante una semana

Fecha	Día	Hora	Corriente en el neutro (I_N) máxima por día
13/04/2015	Lunes	20:15	149,0354
7/04/2015	Martes	20:15	149,7807 ⁵⁹
8/04/2015	Miércoles	14:00	146,8395
9/04/2015	Jueves	13:45	139,7035
10/04/2015	Viernes	14:30	135,4924
11/04/2015	Sábado	11:15	140,8460
12/04/2015	Domingo	19:45	131,1013

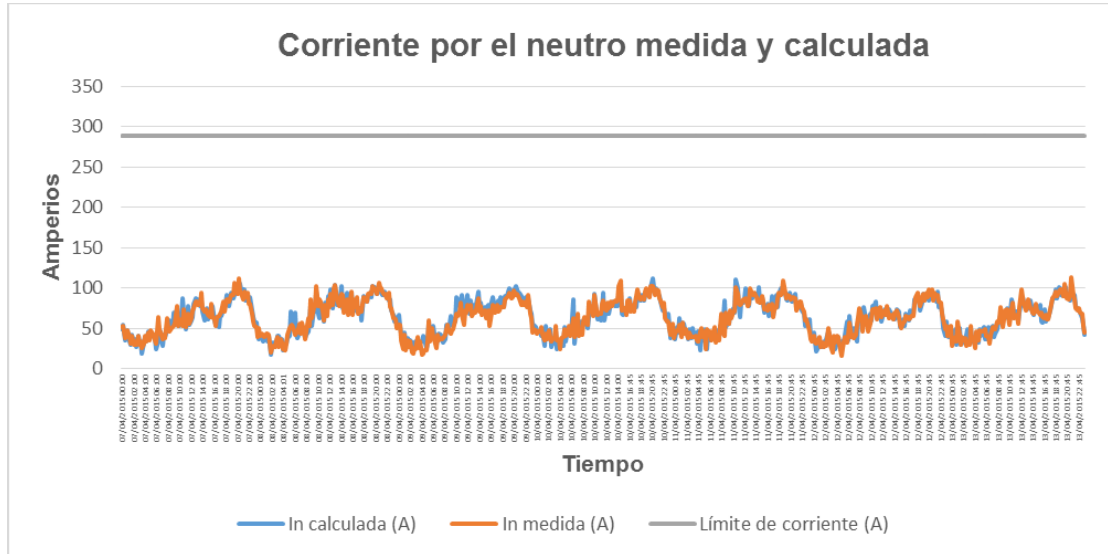
Aunque la corriente presenta picos en los intervalos medidos, estos son de corta duración, mientras que los valores promedio eficaces de las corrientes por los conductores de línea y por el conductor neutro no superan la corriente nominal del transformador.

Se presenta a continuación en la Figura 32, la corriente por el conductor neutro medida por PQube y calculada mediante la suma fasorial de las corrientes de línea que incluyen las primeras 63 componentes armónicas.

⁵⁹ Corriente más alta registrada en el periodo de medición (1 semana).

La corriente del neutro medida por el PQube se obtuvo al multiplicar el valor arrojado por una constante de 60, debido a que en la configuración del medidor de calidad de potencia no se tuvo en cuenta la relación de transformación del transformador de corriente del neutro.

Figura 32 Corriente por el conductor neutro medida y calculada



Se aclara que el transformador en estudio, fue remplazado hace poco tiempo, con el fin de incrementar la potencia nominal y de esta forma alimentar la demanda creciente, puesto que el anterior estaba ya sobrecargado.

Por lo tanto, se debe tener en cuenta, que los valores de las corrientes que circulan, están por debajo del valor de corriente nominal del transformador ya que la cargabilidad actual del equipo no está próxima al 100%. Por consiguiente se concluye, que aunque el calibre de los conductores de línea y del conductor neutro, no cumple con lo estipulado en la normas, el calibre actual soporta los valores eficaces promedio y la corriente por neutro, pero esto no deja de ser negativo para el sistema trifásico debido a posibles caídas de tensión que conllevan a la afectación del buen funcionamiento de las cargas instaladas.

5. PROPUESTAS PARA LA MITIGACIÓN DE LA DISTORSIÓN O DE ALGUNOS DE LOS EFECTOS DE LA MISMA SOBRE LOS TRANSFORMADORES

El problema causado por la distorsión armónica no puede ser eliminado del todo, sin embargo existen algunas formas de atenuar o llevar la distorsión armónica a valores por debajo de los admisibles para las redes de distribución, los cuales son establecidos en la norma IEEE 519⁶⁰. A continuación se presentan algunas soluciones para la mitigación de la distorsión armónica en los transformadores.

5.1 FILTRADO DE COMPONENTES ARMÓNICAS DE CORRIENTE

La instalación de filtros en la línea secundaria ayuda reduciendo algunas de las componentes armónicas de corriente. Sin embargo, se debe tener en cuenta que puede ocurrir una amplificación de corrientes a esta frecuencia, si una de las frecuencias armónicas está cerca de la frecuencia de resonancia resultante del circuito filtrado. Otros beneficios del filtro armónico son:

- Mitigar la distorsión armónica y mejorar el factor de potencia
- Cumplen con los estándares de la industria IEEE 519⁶¹.
- Ampliar la vida útil de los equipos.
- Disminución de pérdidas activas en cables y aparatos electromagnéticos por la reducción del THD.

⁶⁰ IEEE Power & Energy Society , «IEEE 519 Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems.,» New York, 2014.

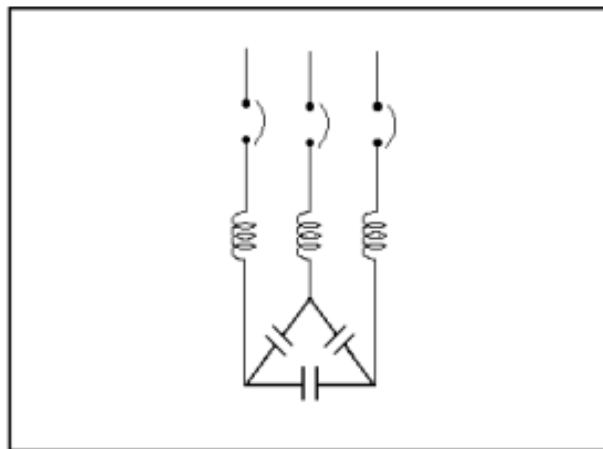
⁶¹ Ibid

5.1.1 Filtros sintonizados El filtro sintonizado es un filtro pasivo que se instala en paralelo al sistema de distribución ya sea en forma general o a cargas individuales significativas, con el fin de reducir el contenido armónico generado por los dispositivos no lineales, además de proporcionar potencia reactiva fundamental para compensar el factor de potencia de desplazamiento, debiéndose coordinar su operación con la demanda de la carga. Estos filtros se instalan en el barraje principal de distribución y están conformados por una inductancia en serie con un capacitor que puede estar conectado en delta o en estrella como se muestra en la Figura 33.

Los dos efectos más importantes aportados por la utilización de los filtros sintonizados en el sistema son:

- La reducción considerable de los armónicos en el sistema.
- Compensar el factor de potencia a frecuencia fundamental.

Figura 33 Disposición de un filtro sintonizado con capacitor en conexión delta



Fuente: TÉLLEZ RAMÍREZ E., «Distorsión armónica, Programa de ahorro de energía».

5.2 DIMENSIONAMIENTO DEL NEUTRO

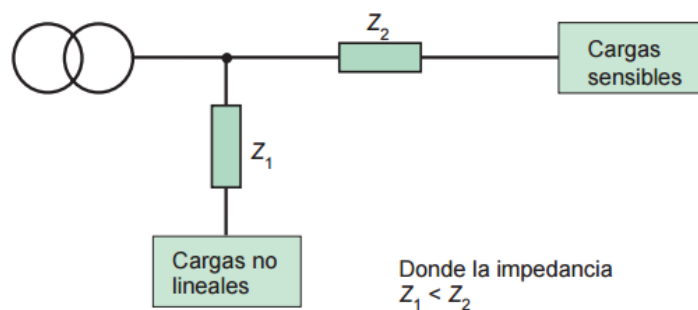
Cuando en las corrientes incluyen componentes armónicas múltiplos de tres (3, 6,9, etc.) altos, las corrientes de secuencia cero fluyen por el neutro. Para mitigar este efecto se debe dimensionar el conductor del neutro según la norma ⁶² y las especificaciones expuestas en el capítulo N° 0.

5.3 POSICIÓN DE CARGAS Y TRANSFORMADORES

A continuación se describen algunas recomendaciones para la instalación de cargas eléctricas de características no lineales y/o variantes en el tiempo en un sistema eléctrico.

- Reacomodar la instalación, ajustando las cargas no lineales aguas arriba del sistema como se observa en la Figura 34, ya que las perturbaciones de las componentes armónicas aumentan a medida que se disminuye la potencia de corto circuito.

Figura 34 Posición de cargas (recomendada)

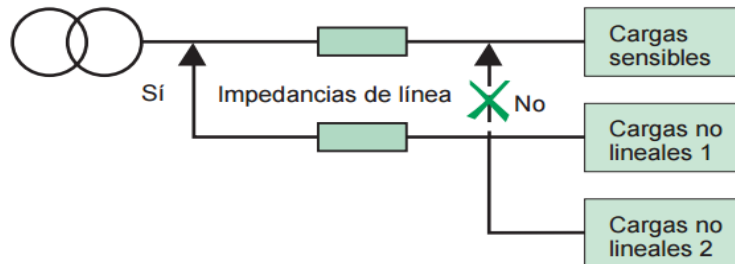


Fuente: Schneider Electric., «Detección y filtrado de armónicos, Capítulo M,» 2006

⁶² International Electrotechnical Commission, Op. Cit.

- Agrupar las cargas utilizando barrajes distintos, es decir ordenar las cargas perturbadoras, teniendo en cuenta que los equipos sensibles estén cerca de su alimentación, así se evitara corrientes de componentes armónicas, circulando por cables evitando calentamiento como se observa en la Figura 35.

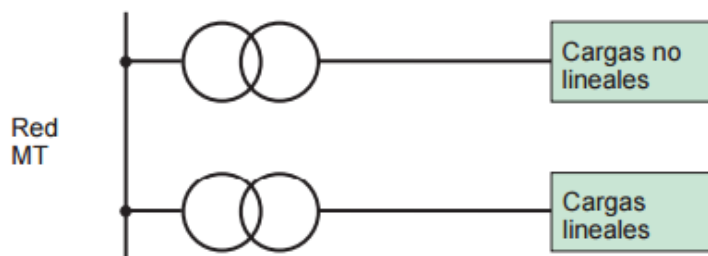
Figura 35 Posicionamiento de cargas perturbadoras



Fuente: Schneider Electric., «Detección y filtrado de armónicos, Capítulo M,» 2006

- Alimentar las cargas no lineales y/o variantes en el tiempo desde una fuente independiente del resto de cargas como se muestra en la Figura 36. Su mayor desventaja es el aumento en el costo de la instalación eléctrica

Figura 36 Alimentación independiente de cargas no lineales



Fuente: Schneider Electric., «Detección y filtrado de armónicos, Capítulo M,» 2006

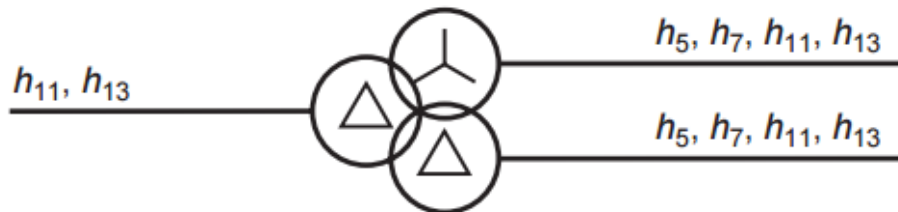
- Conectar el transformador con determinada conexión llegan a influir en la eliminación algunos rangos de armónicos como se muestra en la Tabla 19.

Tabla 19 Conexiones especiales

Conexión	N° de armónico eliminado
Dyd	5° y 7°
Dy	3°
DZ5	5°

La Figura 36 muestra el esquema de la conexión Dyd.

Figura 37 Conexión Dyd



Fuente: Schneider Electric., «Detección y filtrado de armónicos, Capítulo M,» 2006

5.4 CAMBIO DE TRANSFORMADOR CONVENCIONAL POR UNO CON *K* FACTOR

Las corrientes debidas a las componentes armónicas generadas por la distorsión de las señales de corriente, causan pérdidas de potencia adicionales debido a las corrientes parásitas en los transformadores. Para mitigar este aspecto se diseñan transformadores con un devanado adicional de hebras pequeñas aisladas entre si logrando fracturar de esta forma las corrientes parasitas. Los transformadores con *K-Factor* presentan peculiaridades constructivas con respecto a los convencionales que a continuación se describen:

- Sobredimensionamiento de los conductores primarios para soportar las corrientes de circulación reflejadas de las componentes armónicas de orden tres o de orden cero.
- Las secciones del neutro y sus conexiones se dimensionan para una corriente doble de la de línea.
- Presenta una capacidad térmica especial.
- El núcleo está diseñado para una menor densidad de flujo. Se emplea menor cantidad de material, pero de mejor calidad.

El *K-Factor* es un indicativo que representa los posibles efectos de calentamiento de una carga no lineal sobre el transformador, debido las componentes armónicas de corriente definidas en [22] y [23]. Las demás especificaciones para realizar este análisis están expuestas en el numeral 0.

6. CONCLUSIONES

En este trabajo de grado se propone una metodología para la determinación de la distorsión armónica de corriente y otros parámetros que intervienen en la calidad de la potencia eléctrica definidos dentro del estándar IEC 61000-4-30⁶³, así como algunos criterios legales, reglamentarios, normativos y técnicos. Las conclusiones con mayor importancia son citadas a continuación:

- Mediante Microsoft Excel se diseñó el material didáctico o aplicativo, que por medio de la herramienta gráfico dinámico y tabla dinámica es posible observar las variables en diferentes lapsos de tiempo o comparar una variable con otra.
- Por otra parte se desarrolló una metodología de análisis de los parámetros para la evaluación de la calidad de la potencia eléctrica recopilando datos por medio del equipo PQube el cual realiza un promedio y proporciona un valor cada 15 min por cada variable, esto permite conocer el estado de la red en tiempo real y planificar acciones correctivas para el debido aprovechamiento de la energía eléctrica.
- Se analizó la similitud entre algunas de las señales eléctricas entre un día y otro, evidenciando cambios por tiempos cortos y posibles respuestas para estos comportamientos.
- La tensión presentó un comportamiento estable y dentro de los límites establecidos por el estándar [2], por otra parte, para la corriente eléctrica se

⁶³ International Electrotechnical Commission, «IEC 61000 Electromagnetic compability (EMC) Part 4-30: Testing and measu rement techniques. Power quality measurement methods.,» 2012.

refleja un alto porcentaje de distorsión armónica que supera los límites establecidos en⁶⁴ debido al contenido armónico de la carga. Esto en un futuro, puede conllevar a posibles elevaciones de temperatura que afecten el transformador.

- El estándar IEEE 1459⁶⁵, permite establecer algunas posibles causas de ineficiencia que generan un mayor impacto en el sistema. Los, desbalances y la distorsión armónica de corriente fueron materia de estudio de este trabajo de grado.
- Se aplicó la metodología propuesta por el estándar IEEE C57.110^{TM66}, al transformador para su desclasificación mediante el Factor Armónico de Pérdidas y el *K-Factor*, que aunque esta metodología es generalmente omitida en la etapa de diseño, probablemente por la dificultad de caracterizar con certeza el comportamiento de la carga que el transformador va a alimentar, se recomienda realizar una primera aproximación través de simulación mediante modelos de las cargas más representativas que pueden ser conectadas en la instalación.
- Por otra parte cuando el transformador está en etapa de funcionamiento, donde se puede tener una característica de las componentes armónicas de la carga, la aplicación de las metodologías de desclasificación, prevendrían daños prematuros, calentamiento en los devanados y en el núcleo del

⁶⁴ IEEE Power & Energy Society , «IEEE 519 Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems.,» New York, 2014.

⁶⁵ IEEE Power & Energy Society, «IEEE 1459 Standard Definitions for the Measurement of Electric Power Quantities Under Sinusoidal, Nonsinusoidal, Balanced, or Unbalanced Conditions,» New York, 2010.

⁶⁶ IEEE Power & Energy Society, «IEEE Std C57.110TM Recommended Practice for Establishing Liquid-Filled and Dry- Type Power and Distribution Transformer Capability When Supplying Nonsinusoidal Load Currents,» IEEE, 2008.

transformador, que son causantes de aumentos en las pérdidas de energía y en términos generales ayudan a preservar la vida útil del equipo.

- Mediante el estudio y análisis del estándar IEC 60364-5-52 acerca de la selección del calibre del conductor neutro del transformador, se concluye que aunque el escenario más desfavorable se presenta con un conductor con capacidad amperométrica del 173% de la corriente de nominal, vale la pena realizar un estudio de la carga que está conectada ya que con conductores con capacidades de corriente menores al 173%, en algunos casos, es suficiente.
- Debido a la potencia nominal del transformador, se observó que aunque se tiene un alto porcentaje de distorsión armónica total de corriente “THDi” y de distorsión de demanda máxima “TDD”, las corrientes medidas que circulan por el neutro son menores que la corriente nominal y por lo tanto un conductor neutro del mismo calibre de los conductores de fase, tiene la capacidad amperométrica suficiente para soportar las corrientes que circulan por él.
- Se observó que el transformador 4148 de propiedad de ESSA está dimensionado por encima del valor requerido de potencia, ya que la potencia consumida por la carga no alcanza al valor nominal del transformador durante la semana.
- El factor de potencia en la semana del 7 de abril al 13 de abril del 2015, se encuentra por debajo del límite planteado en la referencia [2]. Lo que implica que la carga instalada requiere de una potencia no activa, requerida por electrodomésticos, aires acondicionados y cargas industriales alimentadas por el transformador [24]. Este factor de potencia ocasiona un aumento de la intensidad de corriente, incrementando las pérdidas de potencia en los conductores.

- El transformador N°. 4148 está en capacidad de soportar la distorsión armónica de corriente presente en la red de distribución que está alimentando en todos los instantes sin que se vea afectado su funcionamiento a corto plazo, esto se demostró al comparar los valores de las corrientes de fase y las corrientes máximas calculadas mediante el factor armónico de pérdidas, para determinar que el transformador está en todo momento trabajando con pérdidas con valores inferiores a los nominales. Sin embargo, la presencia de componentes armónicas en el equipo influirá a largo plazo sobre su vida útil, se recomienda realizar un chequeo de la carga al menos cada año con el fin de evaluar nuevamente la carga máxima en presencia de una nueva condición armónica de la carga.
- Cognitivamente en este trabajo de grado se integraron y aplicaron varios de los conceptos adquiridos en el transcurso de la carrera. Desde el punto de vista formativo, los autores realizaron un trabajo grupal donde se enfrentaron a situaciones cotidianas y a las dificultades e imprevistos que se van a encontrar como ingenieros, sobreponiéndose a ellos y alcanzando los objetivos trazados, en el tiempo estipulado. La responsabilidad, la paciencia y la dedicación resultaron determinantes para el desarrollo de este trabajo de grado, que muchas veces pareció tan lejano, pero que hoy es una realidad.

7. OBSERVACIONES

- Los datos recopilados para la elaboración de este proyecto empezaron a medirse desde el día 7 de abril a las 00:00 hasta el día 13 de abril de 2015 a las 23:45. Antes de esta fecha se le realizaba seguimiento a diferentes variables para la determinación de la calidad de la potencia eléctrica pero con intervalos de 3 horas lo que hizo poco viable la utilización de estos datos.
- Debido a una falla en el instrumento de medición PQube, no se obtuvieron datos de armónicos de tensión ni corriente el día 10 de abril de 2015 con un intervalo de interrupción de las 14:45 a las 15:15. Por lo tanto en este intervalo de tiempo no se observaron valores en los cálculos ni en las figuras.
- La respectiva instalación y programación del instrumento de medición hizo que se retrasaran las mediciones y el posterior análisis realizado en este trabajo de grado.
- Los valores de intervalos de tiempo fueron definidos en la programación del instrumento de medición PQube, estos intervalos fueron de 15 minutos durante una semana. Para algunas variables como las del archivo Trends se tomaron cada minuto lo que generó una dificultad para la comparación de las variables. Se optó por estandarizar el tiempo de medida a la ya mencionada anteriormente y obtener un promedio de las variables del archivo Trends de tal manera que se obtuviera también mediciones promedio de cada 15 minutos.
- Se recomienda realizar un estudio acerca del factor de potencia de la red, ya que predominan valores por debajo de 0,9 lo que refleja pérdidas por potencia

no activa que redundan en pérdidas económicas para la empresa electrificadora.

- Del mismo modo se recomienda la elaboración de análisis similares al realizado en el presente trabajo, sobre los transformadores de las redes de distribución a los que se tenga acceso, esto con el fin de determinar su correcto funcionamiento y estado actual, teniendo en cuenta la composición armónica de la carga, así como la característica de las cargas, la magnitud de la corriente que circula por el neutro y en general una revisión general para determinar en qué estado se encuentran los parámetros relacionados con la calidad de la potencia eléctrica.

BIBLIOGRAFIA

CANABLA E., «Los armónicos: causas, consecuencias y soluciones,» 2013.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, Resolución No. 016, Bogotá D.C, 2007.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, RESOLUCIÓN No. 065, Bogotá D.C, 2012.

CRUZ RODRÍGUEZ R. D., H. TORRES SÁNCHEZ, M. M. MONTOYA GIRALDO, J. BARRIENTOS MARÍN, L. M. PINEDA MARTÍNEZ, L. M. NIEBLES ANZOLA, O. L. BEDOYA MESA, B. DUQUE MONTOYA, J. C. GÓMEZ GALLEGO, J. J. URIBE SEGURA y C. A. FRANCO PACHÓN, Caracterización del sector eléctrico colombiano, Medellín: SENA, 2013.

DESMET J. y BAGGINI A., «Armónicos - Dimensionado del Neutro en las Instalaciones Ricas en Armónicos,» Guía de Calidad de la Energía Eléctrica, 2003.

HERRERA PIÑA L. C. y RUBIO ORDOÑEZ C. J., Caracterización del comportamiento dinámico de la carga eléctrica de un transformador de distribución del área metropolitana de Bucaramanga, Bucaramanga, 2014.

ICONTEC, «NTC 317 Electrotécnia, Transformadores de Potencia y Distribución, Terminología,» BOGOTÁ D.C., 1998.

ICONTEC, «NTC 5001 Calidad de la potencia eléctrica. Límites y metodología de evaluación en punto de conexión común, Norma Técnica Colombiana Std.».

ICONTEC, «NTC 819 Electrotécnica, Transformadores Trifásicos Autorefrigerados y Sumergidos En Líquido. Corriente Sin Carga, Pérdidas y Tensión de Corto Circuito.,» BOGOTÁ D.C., 1995.

IEEE Power & Energy Society , «IEEE 1159 Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality.,» New York, 2009.

IEEE Power & Energy Society , «IEEE 519 Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems.,» New York, 2014.

IEEE Power & Energy Society, «IEEE 1459 Standard Definitions for the Measurement of Electric Power Quantities Under Sinusoidal, Nonsinusoidal, Balanced, or Unbalanced Conditions,» New York, 2010.

IEEE Power & Energy Society, «IEEE 1459 Standard Definitions for the Measurement of Electric Power Quantities Under Sinusoidal, Nonsinusoidal, Balanced, or Unbalanced Conditions,» New York, 2010.

IEEE Power & Energy Society, «IEEE Std C57.110™ Recommended Practice for Establishing Liquid-Filled and Dry- Type Power and Distribution Transformer Capability When Supplying Nonsinusoidal Load Currents,» IEEE, 2008.

IEEE Power & Energy Society, «IEEE Std C57.12.90 Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers,» New York, 2010.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, «IEC 60364 Low-voltage electrical installations - Part 5-52 Selection and erection of electrical equipment - Wiring systems,» Ginebra, Suiza, 2009.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, «IEC 61000 Electromagnetic compability (EMC) Part 4-30: Testing and measu rement techniques. Power quality measurement methods.,» 2012.

KEULENAER H. D., «Guía para una Autovaloración de la Calidad de la Energía,» European Copper Institute, Mayo 2002.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA., «Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE,» CIDET, 2013.

TÉLLEZ RAMÍREZ E., «Distorsión armónica, Programa de ahorro de energia».

TORRES H. y BARRETO L., «Las perturbaciones electromagnéticas,» Revista Innovación y Ciencia, vol. Volumen V, nº No. 2, pp. 30-37, 1996.

UNDERWRITER LABORATORIES , «UL 1561 Dry-Type General Purpose and Power Transformers,» 1994.

UNE 50160 Características de tension suministrada por redes generales de distribución, Norma Europea- NE Std»

ANEXOS

Anexo A Ajustes de programación del medidor PQUBE

El archivo “setup.ini” es un archivo de texto cuya función es la programación del medidor PQube. El archivo se descarga de la plataforma de internet que está asociada al medidor, cuya URL, en este caso, es: <http://201.221.142.219:81>, accediendo a esta opción, mediante un nombre de usuario y contraseña, para limitar el acceso.

Posteriormente el archivo se debe modificar en los campos requeridos, con las opciones especificadas en el mismo y puede ser mediante valores específicos o predeterminados, como en el caso de introducir los valores límites que permitan registrar eventos relacionados con parámetros involucrados en la calidad de la potencia que ocurran en la red o cambiando la opción “off” por “on” para empezar a guardar la medición de un parámetro requerido. Finalmente el archivo se carga en la plataforma y el medidor cambia la configuración del registro de datos a la forma como se haya especificado en el nuevo archivo.

Las opciones más relevantes que presenta o que se modificaron del archivo setup.ini para la realización del presente estudio, quedaron programadas de la siguiente manera:

```
;-----  
[PQube_Information]  
;-----
```

; ----- Assign a unique identifier for your PQube
PQube_ID="4148"

Es el número único del PQube (4148), que en este caso coincide con el número interno del transformador para uso interno de la Empresa Electrificadora de Santander S.A E.S.P

; ----- Describe the place where your PQube is installed
Location_Name="Trafo 4148 Piedecuesta"

Describe el lugar donde el PQube está instalado, en este caso hace referencia al municipio de Piedecuesta-Santander.

; ----- Valid Values: AUTO Single_Phase_L1_N Single_Phase_L1_L2 Split_Phase
Star Wye Delta None
Power_Configuration=Wye

Es el tipo de conexión del lado del transformador en el que está conectado el medidor, Y o Delta. El transformador No. 4148 tiene el devanado secundario conectado en Y, lado donde está conectado el PQube.

; ----- Time zone where your PQube is located (PST, JST, etc.)
Time_Zone=COT

Se refiere a la zona horario donde está ubicado el equipo. COT se refiere a "Colombia Time" u hora colombiana.

; ----- The offset your PQube is from UTC, ranges from + to - 24 hours
Offset_From_UTC_In_Hours=-5

Es la diferencia de horas en relación con UTC “Coordinated Universal Time” o simplemente la hora en el meridiano de Greenwich.

PQube_Primary_Language=English-American

PQube_Secondary_Language=None

Es el idioma en el que está programado el medidor,

;-----

[Nominal_Inputs]

;-----

Nominal_Phase_To_Phase_Voltage=225

Nominal_Phase_To_Neutral_Voltage=130

; ----- Valid Values: AUTO, 50, 60 and range between 320 and 560

Nominal_Frequency=60

Son los valores nominales de las tensiones de fase y de línea, así como de la frecuencia.

CSV_Files=ON

Indica que el registro de los valores medidos, se guardará en archivos en formato CSV “comma-separated values” o archivos separados por comas.

; ----- Valid Values: 32 64 128 256 (choose 128 if you select harmonic trends or snapshots)

Recorded_Samples_Per_Cycle=128

Se refiere al número de muestras por ciclo. Hace la aclaración que si se escoge la opción “harmonic trends” o la opción “snapshots” se debe seleccionar 128.

```
; ----- Valid Values: Urms1/2, Urms1
;     Urms1/2 is the overlapping single-cycle RMS, as defined in IEC 61000-4-30.
;     Urms1 is the non-overlapping single-cycle RMS, which produces half as
much data per second,
;     so the duration of the stored data will be doubled.
Event_RMS_Recording_Definition="Urms1/2"
```

Hace referencia a las técnicas, para la detección y evaluación de los hundimientos de tensión, elevaciones e interrupciones de tensión, en la clase A. Según el estándar IEC 61000-4-30 [8], la tensión eficaz actualizada cada medio ciclo, $U_{RMS(1/2)}$, es el valor de la tensión eficaz medida en un ciclo , comenzando en un paso por cero de la componente fundamental y actualizada en cada medio ciclo.

```
;-----
[Channels]
;-----
```

```
; ----- Valid Values: ON, OFF, AUTO
Record_Phase_To_Phase_Channels=ON
Record_Phase_To_Neutral_Channels=ON
Record_Flicker=OFF
Record_Voltage_THD=ON
Record_Current_TDD=ON
Record_Voltage_Unbalance=ON
Record_Current_Unbalance=ON
Record_Neutral_Current=ON
Record_Earth_Current=OFF
```

Indica los valores que se van a grabar o almacenar en los archivos CSV. En la configuración actual se miden los valores de las tensiones de línea, tensiones y corrientes de fase, la distorsión armónica total de tensión, la distorsión de demanda máxima, los desbalances de tensión y de corriente y la corriente que circula por el neutro. No se miden los valores de Flicker ni de la corriente que circula por el conductor de tierra de la red.

```
;-----
```

```
[Measurement_Setup]
```

```
;-----
```

```
; ----- Valid Values: 3, 5, 10, 15, 20, 30, 60
```

```
Peak_Demand_Interval_In_Minutes=15
```

Intervalo en minutos de la demanda pico

```
;----- Valid values: BUDEANU, FUNDAMENTAL
```

```
VAR_Calculations=BUDEANU
```

Metodología utilizada para calcular la potencia reactiva Q.

```
; ----- The supply current level referenced for TDD calculation.
```

```
TDD_Available_Current_In_Amps=AUTO
```

Nivel de referencia para el cálculo de la distorsión de demanda total TDD.

```
; ----- Valid values: ANSI, IEC, GB
```

```
Unbalance_Calculation_Method=IEC
```

Métodología utilizada para el cálculo de los desbalances de tensión y de corriente.

```
; ----- The mode of recording Voltage Harmonics, in volts or in % of Fundamental  
; ----- Also determines whether the THD or TDD will be calculated  
; ----- Valid values: "Volts_and_THD", "Percent_of_Fundamental_and_THD"  
Voltage_Harmonics="Volts_and_THD"
```

Se refiere a la medición de los armónicos de tensión. Está activada la medición en Volts.

```
; ----- The mode of recording Current Harmonics, in amps or in % of Fundamental  
; ----- Also determines whether the THD or TDD will be calculated  
; ----- Valid values: "Amps_and_TDD", "Percent_of_Fundamental_and_THD"  
Current_Harmonics="Amps_and_TDD"
```

Se refiere a la medición de los armónicos de corriente. Está activada la medición en Amperes.

```
;-----  
[Phase_To_Neutral_Events]  
;-----
```

```
; ----- Valid Values: ON, OFF, AUTO  
Phase_To_Neutral_Events=ON
```

Permite la detección de eventos que ocurran en las tensiones de fase.

```
Dip_Threshold_In_Percent=90.00  
Swell_Threshold_In_Percent=110.00  
Interruption_Threshold_In_Percent=10.00
```

Event_Hysteresis_In_Percent=2.00

Son los valores límites para las tensiones de fase, por debajo del 90% se considera un hundimiento de tensión y por arriba del 110% se considera una elevación de tensión, con una histéresis del 2%.

;-----

[Phase_To_Phase_Events]

;-----

; ----- Valid Values: ON, OFF, AUTO

Phase_To_Phase_Events=ON

Permite la detección de eventos que ocurran en las tensiones de línea.

Dip_Threshold_In_Percent=90.00

Swell_Threshold_In_Percent=110.00

Interruption_Threshold_In_Percent=10.00

Event_Hysteresis_In_Percent=2.00

Son los valores límites para las tensiones de línea, por debajo del 90% se considera un hundimiento de tensión y por arriba del 110% se considera una elevación de tensión, con una histéresis del 2%.

;-----

[Phase_Current_Events]

;-----

; ----- Valid Values: ON, OFF

Phase_Current_Events=ON

; ----- Your PQube will trigger if any RMS phase current goes above the level threshold.

Level_Threshold_In_Amps=AUTO

Level_Hysteresis_In_Amps=AUTO

; ----- Your PQube will trigger an inrush current event if any RMS phase current
; increases by more than the inrush threshold, within the specified number of
cycles or less.

Inrush_Threshold_In_Amps=AUTO

Inrush_Threshold_In_Cycles=2

;------

[Neutral_Current_Events]

;------

; ----- Valid Values: ON, OFF

Neutral_Current_Events=ON

; ----- Your PQube will trigger if the RMS neutral current goes above the level threshold.

Level_Threshold_In_Amps=AUTO

Level_Hysteresis_In_Amps=AUTO

; ----- Your PQube will trigger an inrush current event if RMS neutral current
increases

; by more than the inrush threshold, within the specified number of cycles or
less.

Inrush_Threshold_In_Amps=AUTO

Inrush_Threshold_In_Cycles=2

A pesar de estar activa la detección de eventos relacionados con las corrientes de fase y la corriente por el neutro, no es posible detectarlos ya que está mal programado, debido a que no se establecieron los valores límites y por el contrario se dejó la opción que tenía por defecto, "AUTO".

```
;-----  
[Trend_Settings]  
;-----
```

```
; ----- Valid Values: ON, OFF  
Enable_Daily_Trends=ON  
Enable_Weekly_Trends=OFF  
Enable_Monthly_Trends=OFF
```

Indica que el archivo "Trends" se genera a diario.

```
; Individual phase recordings - if OFF, your PQube records worst-case and  
average of phases.
```

```
; If ON, your PQube also records the values of individual phases.
```

```
; ----- Valid Values: ON, OFF  
Trend_Individual_Phases=ON
```

Muestra en el archivo "Trends" los valores de cada fase por separado.

```
; ----- Valid values: NEGATIVE, ZERO - only applies if IEC or GB unbalance  
method selected
```

```
Unbalance_Component_To_Trend=NEGATIVE
```

Componente de desbalance de secuencia negativa.

; ----- Valid values: OFF, 10, 15

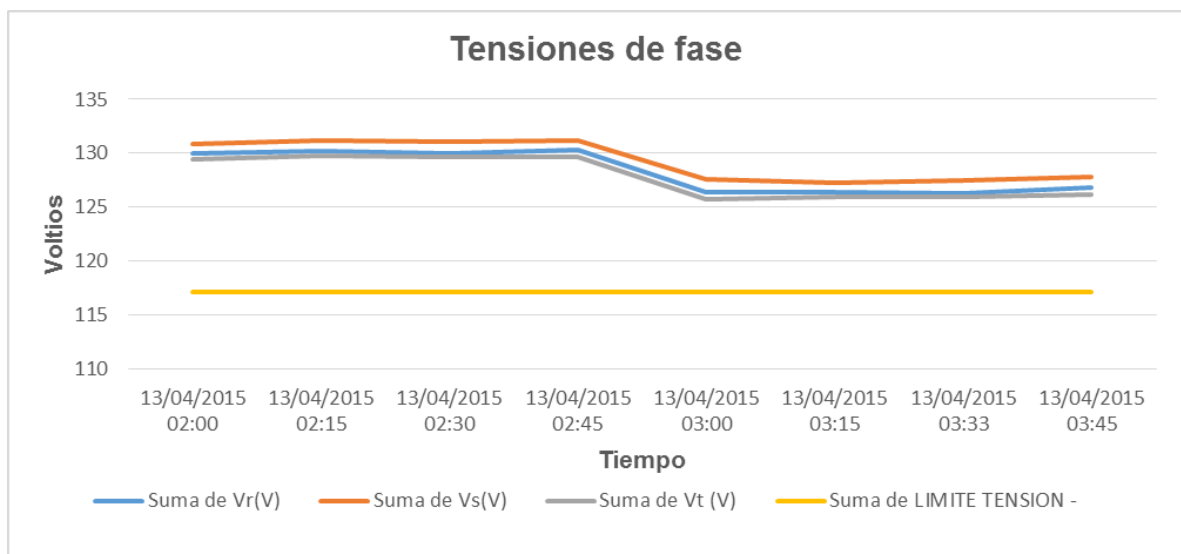
Trend_Harmonic_Interval_In_Minutes=15

Se registra una medida cada 15 minutos en el los archivos de componentes armónicas de tensión y de corriente.

Anexo B Tensión en el día 13/04/2015

En la Figura 38 se muestra la elevación de tensión que se presentó el día 13 de abril de 2015 entre las 2:00 y las 2:45 horas, sin embargo se puede observar que la sobretensión no excede el límite del 110% mencionado en el estándar⁶⁷.

Figura 38 Tensiones de fase específica valor máximo



⁶⁷ Comisión de regulación de energía y gas, Resolución No. 065, Bogotá D.C, 2012.

Anexo C Instrucciones para graficar en el sistema de gestión de datos (Excel).

Con la intención de mejorar el desarrollo del proyecto de grado “Metodología para la estimación de la distorsión armónica de corriente en redes de distribución y análisis del impacto en los transformadores” se creó el sistema de gestión de datos para realizar las Figuras y las tablas de las variables proporcionadas por el medidor digital (PQube) de manera dinámica del software Excel⁶⁸.

Primero debe crearse una tabla que contenga todas las variables necesarias para realizar el análisis del sistema y luego dirigirse a la opción mostrada en la Figura 39.

Figura 39 Grafico dinámico



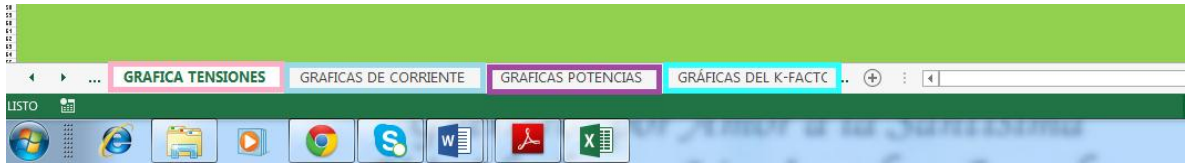
Para revisar las figuras mostradas durante el trabajo de grado se debe proceder a abrir el archivo Programa_Final_Gestion_de_Datos_Final donde se encontraran varias hojas, como se ve en la Figura 40 con los siguientes nombres:

- Graficas de Potencia
- Graficas de Corriente
- Graficas de Tensión

⁶⁸ Excel 2013. Para versiones anteriores el sistema de gestión no se ejecutará.

- Graficas de *K-Factor*

Figura 40 Esquema del programa



En cada una de estas hojas se muestran las figuras más representativas de cada parámetro, teniendo la posibilidad de cambiar hora, día y mostrando el valor de cada parámetro para todas las figuras, modificando según sea deseado los recuadros mostrado en la Figura 41.

- Azul: Muestra desde el valor máximo hasta el mínimo para cada parámetro.
- Naranja: Permite cambiar el día teniendo en cuenta el rango (7/04 a 13/04 de 2015).
- Verde: Deja seleccionar la hora del día que se quiere analizar.

Figura 41 Recuadros de cambio

