Universidad Nacional de Loja

Facultad de la Energía, las Industrias y los Recursos Naturales No Renovables

Maestría en Electricidad, Mención Sistemas Eléctricos de Potencia

Derrateo de transformadores de distribución monofásicos

Trabajo de Titulación previo a la obtención del título de Magíster en Electricidad. Mención Sistemas Eléctricos de Potencia.

AUTOR:

Ing. Carlos Luis Conza Zhingre

DIRECTORA:

Ing. Marianela del Cisne Carrión González Mg. Sc

Loja – Ecuador

2022

Educamos para Transformar

Certificación

Loja, 16 de noviembre de 2022

Ing. Marianela del Cisne Carrión González Mg. Sc.
DIRECTORA DE TRABAJO DE TITULACIÓN

Certifico:

Que he revisado y orientado todo proceso de la elaboración del Trabajo de Titulación denominado: **Derrateo de Transformadores de distribución monofásicos,** previo a la obtención del título de **Magíster en Electricidad**, **Mención Sistemas Eléctricos de Potencia,** de la autoría del estudiante **Carlos Luis Conza Zhingre, con cédula de identidad Nº 1104587116**, una vez que el trabajo cumple con todos los requisitos exigidos por la Universidad Nacional de Loja para el efecto, autorizo la presentación para la respectiva sustentación y defensa.

Firmado electrónicamente por:
MARIANELA DEL CISNE CARRION GONZALEZ

Ing. Marianela del Cisne Carrión González Mg. Sc.
DIRECTORA DE TRABAJO DE TITULACIÓN

Autoría

Yo, Carlos Luis Conza Zhingre, declaro ser autor del Trabajo de Titulación y eximo expresamente a la Universidad Nacional de Loja y a sus representantes jurídicos de posibles reclamos y acciones legales, por el contenido del mismo. Adicionalmente acepto y autorizo a la Universidad Nacional de Loja la publicación del Trabajo de Titulación en el Repositorio Digital Institucional – Biblioteca Virtual.

Firma:

Cédula de Identidad: 1104587116

Fecha: 16/11/2022

Correo electrónico: clconza@gmail.com

Teléfono: 0985301160

Carta de autorización por parte del autor, para la consulta, reproducción parcial o total y/o publicación electrónica de texto completo, del Trabajo de Titulación.

Yo, **Carlos Luis Conza Zhingre**, declaro ser autor del Trabajo de Titulación denominado: **Derrateo de transformadores de distribución monofásicos,** como requisito para optar el título de **Magíster en Electricidad. Mención Sistemas Eléctricos de Potencia**, autorizo al sistema Bibliotecario de la Universidad Nacional de Loja para que con fines académicos muestre la producción intelectual de la Universidad, a través de la visibilidad de su contenido en el Repositorio Institucional.

Los usuarios pueden consultar el contenido de este trabajo en el Repositorio Institucional, en las redes de información del país y del exterior con las cuales tenga convenio la Universidad.

Para constancia de esta autorización, en la ciudad de Loja, a los dieciséis días del mes de noviembre del dos mil veintidós.

Firma:

Cédula de Identidad: 1104587116

Dirección: Ciudadela Héroes del Cenepa, tercera etapa

Correo electrónico: clconza@gmail.com

Teléfono: 0985301160

DATOS COMPLEMENTARIOS:

Directora de Trabajo de Titulación: Ing. Marianela del Cisne Carrión González Mg Sc.

Dedicatoria

El presente trabajo lo dedico a mis padres y hermanos que son la base fundamental de la familia y hogar en el que somos y nos sentimos felices, por todo su apoyo y comprensión durante el desarrollo del proceso de maestría.

A mi novia por su constante preocupación y empuje para salir adelante, por sus palabras de aliento y su confianza para continuar adelante en mis estudios.

A mis familiares y amigos que de una u otra forma han contribuido con un mensaje de apoyo o un consejo, con palabras de aliento y de fortaleza para lograr la obtención de esta nueva meta.

Carlos Luis Conza Zhingre

Agradecimiento

Primeramente quiero agradecer a Dios por la salud, familia y todas las bendiciones recibidas cada día.

Seguidamente quiero agradecer a la Universidad Nacional de Loja por la apertura de la Maestría en Electricidad, Mensión Sistemas Eléctricos de Potencia así como a la Coordinación y cada uno de los docentes que nos han impartido y compartido sus conocimientos para afianzar nuestro nivel de aprendizaje.

Expresar mi más sincero agradecimiento a mis padres y hermanos, quienes siempre han sido mi apoyo y fortaleza ante cualquier reto que tome en mi vida.

A mi novia, familiares y amigos que forman parte de de mi diario vivir y que siempre han estado pendientes y predispuestos a ayudarme en cualquier momento.

A la Ing. Marianela del Cisne Carrión González Mg. Sc. por su dirección en el presente Trabajo de Titulación.

Al Ing. Jorge Enrique Carrión González por su incondicional apoyo en el desarrollo del tema de Titulación.

Carlos Luis Conza Zhingre

Índice de contenidos

Portada… i

Certificación..... ii

Autoría… iii

Carta de autorización. iv

Dedicatoria.....v

Agradecimiento vi

Índice de contenidos..... vii

Índice de tablas:.....x

Índice de Figuras: xi

Índice de anexos: xii

1. Título… 1

2. Resumen.....2

2.1 Abstract..... 3

3. Introducción.....4

4. Marco teórico.....6

4.1. Transformadores 6

4.1.1 Descripción de un transformador..... 6

4.1.2 El transformador en los sistemas eléctricos de potencia..... 6

4.1.3 El transformador sometido a cargas no lineales 7

4.1.3.1. Efectos de la distorsión armónica en la operación de transformadores..... 11

4.1.3.2. Efectos de los armónicos en las pérdidas por corrientes de Eddy. 12

4.1.3.3. Efectos de los armónicos en otras pérdidas parásitas 13

4.1.3.4. Factor armónico para las pérdidas por corrientes de Eddy. 15

4.1.3.5. Factor armónico para otras pérdidas parásitas..... 15

4.1.3.6. Evaluación de pérdidas y capacidad de transformadores bajo cargas armónicas. 16

4.1.4. Procedimiento recomendado por el estándar IEEE C57.110 para evaluar la capacidad de carga de un transformador. 19

4.1.4.1. Cálculo típico para transformadores sumergidos en aceite: 19

4.1.5. Pérdidas del transformador bajo operación armónica..... 22

4.1.6. Coeficiente de pérdida de Focault 22

4.1.7. Coeficiente de pérdida corregido 23

4.1.8. Introducción de nuevas cargas no lineales al TDM 23

4.1.9. Pérdidas en transformadores monofásicos con derivación central. 24

4.1.10. Impacto de los armónicos de corriente y tensión de las cargas de un transformador monofásico de 25 kVA. 25

4.1.11. Temperatura ambiente y su influencia en la carga según estándar IEEE C57.91 25

4.2. Base de datos 27

4.2.1. Distribución Normal 28

4.2.2. Pruebas de distribución normal Kolmogorov-Smimov. 29

4.2.2.1. Prueba de normalidad para transformadores de 15 kVA FHL. 29

4.2.2.2. Prueba de normalidad para transformadores de 15 kVA FHL-STR..... 35

4.2.2.3. Prueba de normalidad para transformadores de 25 kVA FHL 35

4.2.2.4. Prueba de normalidad para transformadores de 25 kVA FHL-STR..... 35

4.2.2.5. Pruebas de distribución normal Shapiro-Wilk´s. 36

4.2.2.6. Prueba de normalidad para transformadores de 15 kVA FHL. 36

4.2.2.7. Prueba de normalidad para transformadores de 15 kVA FHL-STR..... 37

4.2.2.8. Prueba de normalidad para transformadores de 25 kVA FHL. 37

4.2.2.9. Prueba de normalidad para transformadores de 25 kVA FHL-STR..... 38

4.2.3. Análisis de armónicos presentes en los transformadores de distribución monofásicos de 15 y 25 kVA. 38

4.2.4. Evaluación de los transformadores de distribución monofásicos aplicando el estándar ANSI IEEE C57.110 39

4.2.4.1 Transformador de 15 kVA 39

4.2.4.2 Transformador de 25 kVA 46

5. Metodología 50

Área de estudio 50

Procedimiento 50

Procesamiento y análisis de datos 50

6. Resultados 51

7. Discusión 52

8. Conclusiones 53

9. Recomendaciones 54

10. Bibliografía 55

11. Anexos 57

Índice de tablas:

Tabla 1. Parámetros Reportados en el protocolo de Pruebas..... 20
Tabla 2. Espectro armónico para transformadores sumergidos en aceite..... 21
Tabla 3. Cálculo de pérdidas para transformadores sumergidos en aceite 21
Tabla 4. Estadísticas Descriptivas para transformador de 15 kVA, FHL lunes-viernes. 34
Tabla 5. Estadísticas descriptivas para transformador de 15 kVA FHL sábado y domingo. 36
Tabla 6. Número de datos procesados 39
Tabla 7. Parámetros del transformador de 15 kVA 39
Tabla 8. Cálculo de factores de pérdidas armónicas Fase A 41
Tabla 9. Pérdidas por armónicos del transformador de 15 kVA, fase A. 44
Tabla 10. Resultados finales de las pérdidas de los armónicos, fase A. 44
Tabla 11. Cálculo de factores de pérdidas armónicas fase B. 45
Tabla 12. Pérdidas por armónicos del transformador de 15 kVA, fase B 45
Tabla 13. Resultados finales de las pérdidas de los armónicos Fase B. 46
Tabla 14. Parámetros del transformador de 25 kVA 46
Tabla 15. Factores de pérdidas armónicas, fase A. 47
Tabla 16. Factores de pérdidas armónicas, fase B. 47
Tabla 17. Pérdidas por armónicos del transformador de 25 kVA, fase A 48
Tabla 18. Pérdidas por armónicos del transformador de 25 kVA, Fase B 48
Tabla 19. Resultados finales de las pérdidas de los armónicos Fase A 49
Tabla 20. Resultados finales de las pérdidas de los armónicos, fase B. 49

Índice de Figuras:

Figura 1. Principio de funcionamiento de un transformador monofásico 6
Figura 2. Esquema representativo de un sistema eléctrico de potencia 7
Figura 3. Impacto a la carga no lineal en el sistema de potencia 9
Figura 4. Campo Electromagnético producido por la corriente de carga [9] 11
Figura 5. Campo Electromagnético en el devanado producido por la corriente de carga 14
Figura 6. Ciclo de carga real..... 18
Figura 7. Simulación software Statistica 28
Figura 8. Prueba de normalidad IA1 29
Figura 9. Prueba de normalidad IA3 30
Figura 10. Prueba de normalidad IA5 30
Figura 11. Prueba de normalidad IA7 30
Figura 12. Prueba de normalidad IA9 31
Figura 13. Prueba de normalidad IA11 31
Figura 14. Prueba de normalidad FHLA 31
Figura 15. Prueba de normalidad IB1..... 32
Figura 16. Prueba de normalidad IB3I3B..... 32
Figura 17. Prueba de normalidad IB5..... 32
Figura 18. Prueba de normalidad IB7..... 33
Figura 19. Prueba de normalidad IB9..... 33
Figura 20. Prueba de normalidad IB11..... 33
Figura 21. Prueba de normalidad FHLB 34

Índice de anexos:

Anexo 1. Tabla de promedios de armónicos para Transformador de 15kVA lunes-viernes 57

Anexo 2. Tabla de promedios de armónicos para Transformador de 15 kVA sábado y domingo 60

Anexo 3. Pérdidas para transformadores de 15 kVA con factor de otras pérdidas parásitas FHL-STR lunes-viernes 62

Anexo 4. Tabla de estadísticas Descriptivas para transformador de 15 kVA FHL-STR lunes-viernes 67

Anexo 5. Pérdidas para transformadores de 25 kVA con factor de pérdidas parásitas FHL 68

Anexo 6. Tabla de estadísticas Descriptivas para transformador de 25 kVA FHL lunes-viernes 73

Anexo 7. Prueba de normalidad para transformadores de 25 kVA FHL-STR..... 74

Anexo 8. Tabla de estadísticas Descriptivas para transformador de 25 kVA FHL-STR lunes-viernes 79

Anexo 9. Pérdidas para transformadores de 15 kVA con factor de pérdidas parásitas FHL sábado y domingo 80

Anexo 10. Pérdidas para transformadores de 15 kVA con factor de otras pérdidas parásitas FHL-STR sábado y domingo 85

Anexo 11. Tabla de estadísticas Descriptivas para transformador de 15 kVA FHL-STR sábado y domingo 90

Anexo 12. Pérdidas para transformadores de 25 kVA con factor de pérdidas parásitas FHL sábado y domingo 91

Anexo 13. Tabla de estadísticas Descriptivas para transformador de 25 kVA FHL sábado-domingo 96

Anexo 14. Pérdidas para transformadores de 25 kVA con factor de otras pérdidas parásitas FHL-STR sábado y domingo 97

Anexo 15. Tabla de estadísticas Descriptivas para transformador de 25 kVA FHL-STR sábado-domingo 102

Anexo 16. Certificado de traducción de resumen 103

1. Título

Derrateo de transformadores de distribución monofásicos

2. Resumen

En la actualidad, el uso de equipos o dispositivos electrónicos, los cuales son fuentes de distorsión armónica, conducen a las redes eléctricas a convertirse en receptores de corrientes no lineales.

Dentro de los principales equipos afectados y que han tenido gran impacto con las corrientes no lineales, se encuentran los transformadores de distribución debido a que las cargas a las que alimenta han aumentado constantemente lo que provoca un aumento en las pérdidas de transformación por cagas no sinusoidales, mismas que se ven reflejadas mediante calentamiento elevado del transformador lo cual conlleva a limitar su capacidad nominal e incrementa su pérdida de vida útil.

Mediante el derrateo se puede calcular la carga real que un transformador puede soportar cuando hay armónicos. Cuantos más altos sean los armónicos, menos eficaz es el transformador y menos corriente puede soportar, los armónicos generan un calentamiento adicional.

Palabras claves: *Armónicos de corriente, corrientes no sinusoidales, pérdidas por transformación, transformadores de distribución monofásicos.*

2.1 Abstract

Nowadays, the use of electronic equipment or devices, which are sources of harmonic distortion, carry on electric power grids to become receivers of non-linear currents.

Distribution transformers are among the main equipment affected and that have had a great impact with non-linear currents. Because of the charges who are power supply have been constantly increasing, this causes an increase in transformation losses due to non-sinusoidal charges. Which are reflected by transformer's elevated heating, which leads to limiting its nominal capacity and increases its loss of useful life.

Through derating, the real load that a transformer can support when there are harmonics can be calculated. The higher the harmonics, less efficient the transformer is and less current it can handle. Thus, the harmonics generate additional heating.

Keywords: *Current harmonics, non-sinusoidal currents, transformation losses, single-phase distribution transformers.*

3. Introducción

En los últimos años, con el aumento del consumo de cargas no lineales en los sistemas de energía eléctrica, existe una mayor preocupación en cuanto a los efectos que causan en los transformadores de distribución estas cargas no sinusoidales.

En el sector residencial, con el paso de los años y el avance tecnológico en los equipos electrónicos de potencia, han permitido que aparezcan en el sistema eléctrico, tensiones y corrientes armónicas debido al uso principalmente de equipos tales como, lámparas fluorescentes, diodos, transistores, etc. Los transformadores que alimentan estas cargas, se exponen a calentamientos adicionales de los devanados del transformador y, por consiguiente, un aumento de pérdidas por efecto joule durante la exposición a variaciones de frecuencia de la corriente distorsionada, acortando así su vida útil.

Una solución empleada con este problema ha sido el reducir la capacidad de carga de los transformadores, con lo cual se limita la potencia nominal de trabajo del mismo, es decir, el transformador trabaja a una potencia inferior que para la que fue diseñado en condiciones normales de operación.

Con la finalidad de proporcionar una guía estándar que permita analizar esta problemática, se tienen las recomendaciones expuestas en el estándar IEEE C57-110 titulado, Práctica recomendada para establecer la capacidad del transformador cuando se suministran corriente de carga no sinusoidal. El estándar proporciona un procedimiento para determinar la capacidad a la que puede trabajar un transformador cuando está sometido a cargas no sinusoidales, determina la reducción que se debe realizar a la corriente nominal para la cantidad de armónicos presentes.

Objetivo general

Aplicar la Norma IEEE C57.91, para evaluar el impacto de los armónicos en la carga de los transformadores de distribución monofásicos de 15 y 25 kVA.

Objetivos específicos

- Determinar las variables para la evaluación de la carga del transformador monofásico sometido a corrientes no sinusoidales considerando el estándar IEEE C57.110.
- Determinar un caso de estudio para la obtención de las características de cargabilidad de transformadores monofásicos de 15 y 25 kVA, considerando el estándar IEEE C57.110.

4. Marco teórico

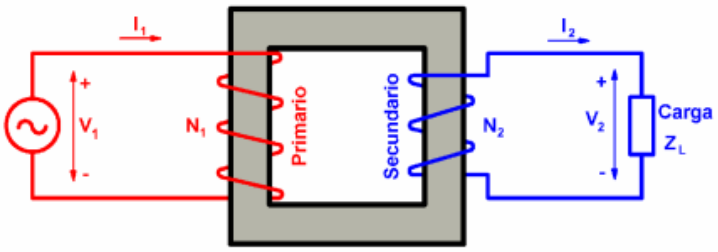
4.1. Transformadores

Hoy en día que se requiere transportar grandes cantidades de fluido eléctrico desde las fuentes de generación hasta los centros de consumo, no sería concebible sin el desarrollo de ciertos equipos eléctricos como es el caso de los transformadores.[1]

4.1.1 Descripción de un transformador

Los transformadores son máquinas estáticas con dos devanados de corriente alterna arrollados sobre un núcleo magnético (Fig. 1). El devanado por donde entra energía al transformador se denomina primario y el devanado por donde sale energía hacia las cargas que son alimentadas por el transformador se denomina secundario. El devanado primario tiene N1 espiras y el secundario tiene N2 espiras. El circuito magnético de esta máquina lo constituye un núcleo magnético sin entrehierros, el cual no está realizado con hierro macizo sino con chapas de acero al silicio apiladas y aisladas entre sí.[2]

Figura 1. *Principio de funcionamiento de un transformador monofásico*



4.1.2 El transformador en los sistemas eléctricos de potencia

Con el aumento de la demanda eléctrica, la industria eléctrica también fue teniendo mayor crecimiento, luego entonces, la dificultad de trasladar este tipo de energía de un lugar a otro, fue haciéndose más evidente, pues en sus principios, se generaba corriente directa a baja tensión para alimentar los circuitos de alumbrado y de fuerza motriz; esto, hacía sumamente ineficiente la transmisión de grandes bloques de energía. Se vio entonces la necesidad de elevar la tensión en los centros de generación para llevar a cabo la transmisión de energía y reducirla al llegar a los centros de carga o de consumo. El dispositivo ideal para llevar a cargo este proceso de transformación, es el trasformador, cambiándose con ello, el uso de la corriente directa a corriente alterna, dado que el transformador funciona solo con corriente alterna.[1]

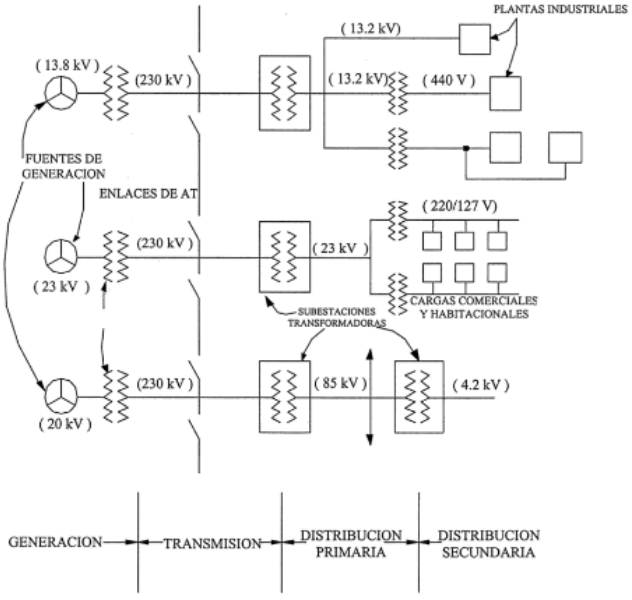
En la figura 2 se muestra el esquema general de un sistema eléctrico. A través de un diagrama unifilar, se representa desde la generación hasta la utilización de la potencia eléctrica.

Las grandes plantas de generación o estaciones centrales, generan energía en forma masiva, la cual es luego transmitida a subestaciones en puntos cercanos a los sitios donde será utilizada. La energía es distribuida desde dichas subestaciones hasta los usuarios.

Haciendo referencia a la figura 2, se observa que, para poder llevar energía a los centros de consumo desde las fuentes de generación, es necesario del uso de cuando menos cuatro transformadores, los cuales tienen una función determinada. Como regla general podemos decir que, por cada kVA generados se requieren al menos cuatro veces más kVA de transformación.

Esta unidades se encuentran, normalmente, formando subestaciones eléctricas y según el empleo que se les dé, reciben el nombre de transformadores de potencia o de distribución y pueden ser elevadores, reductores o de enlace (relación 1/1).[1]

Figura 2. *Esquema representativo de un sistema eléctrico de potencia*



4.1.3 El transformador sometido a cargas no lineales

Los transformadores normalmente se diseñan y construyen para su uso a frecuencia nominal y corriente de carga sinusoidal perfecta. Las cargas no lineales en un transformador conducen a mayores pérdidas, fatiga temprana del aislamiento, falla prematura y reducción de la vida útil del transformador. Para evitar estos problemas, se

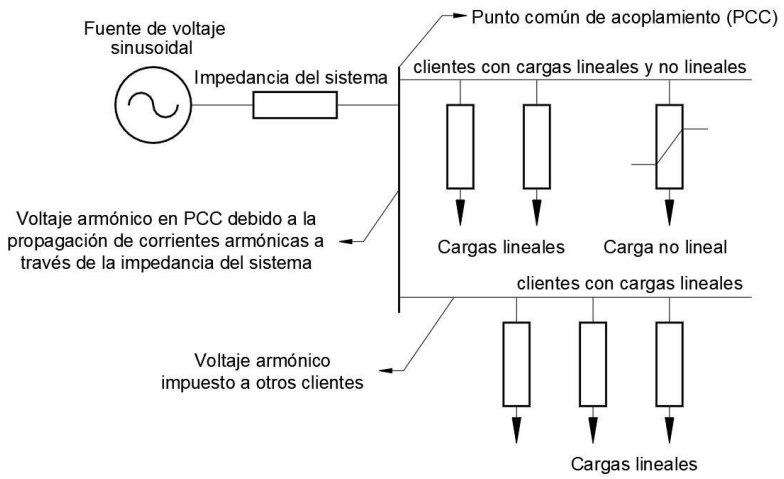
debe reducir la capacidad nominal de un transformador que alimenta cargas no lineales.[3]

Cuando un transformador es alimentado por una tensión o corriente de carga que no son completamente sinusoidales, producto de la presencia de armónicos se producen entre otros efectos , calentamiento adicional de la máquina que puede influir en la aceleración de ritmo en la pérdida útil si no se toman medidas correctivas en su operación.[4]

En la actualidad, las empresas distribuidoras de electricidad se preocupan por asignar capacidades a los transformadores para operación con corriente de carga no sinusoidal. La producción en masa prevista de vehículos eléctricos en las próximas décadas puede conducir a un aumento de las cargas domésticas no lineales debido a la gran cantidad de cargadores de baterías. Los usos de otras cargas domésticas no lineales, como las bombas térmicas de velocidad variable, están aumentando. Además, debido al uso generalizado de cargas no lineales como computadoras, variadores de velocidad en sistemas de calefacción, ventilación y aire acondicionado (HVAC) y balastros electrónicos de lámparas fluorescentes, la distorsión armónica está aumentando en los servicios y usuarios comerciales. Las pérdidas de carga adicionales debido al voltaje no sinusoidal producen temperaturas de punto caliente más altas en los transformadores.[3]

En los últimos años, existe un aumento significativo de las cargas no lineales que conducen a corrientes no sinusoidales. Algunos ejemplos de cargas no lineales son los dispositivos electrónicos de potencia, las fuentes de alimentación ininterrumpidas, los variadores de velocidad, las computadoras personales y los hornos de arco e inducción. Una corriente no sinusoidal que pasa a través de la impedancia de la red conduce a una caída de tensión no sinusoidal. Por lo tanto, incluso para un voltaje sinusoidal perfecto del generador de energía, el voltaje del bus de carga no será sinusoidal [5], como se muestra en la Fig.3.

Figura 3. *Impacto a la carga no lineal en el sistema de potencia*



El aumento de temperatura de los transformadores debido a corrientes de carga no sinusoidales se discutió en la reunión del comité de transformadores de la IEEE, en marzo de 1980. Esta reunión recomendó proporcionar una guía estándar para la estimación de la capacidad de carga de los transformadores con corrientes distorsionadas, donde se presentó un procedimiento en el que las pérdidas por corrientes de Foucault varían con el cuadrado de la corriente y el orden armónico. Finalmente, se ha publicado un estándar IEEE C57-110 titulado "Práctica recomendada para establecer la capacidad del transformador cuando se suministran corrientes de carga no sinusoidales"

El objetivo de publicar esta norma fue proporcionar un procedimiento para la determinación de la capacidad de un transformador bajo cargas no sinusoidales. Este procedimiento determina la reducción de la corriente nominal para los armónicos presentes. En muchos artículos se ha propuesto la reducción de la potencia aparente máxima denominada derating.[3]

La tensión y la corriente armónicas aumentan las pérdidas, lo que provoca un aumento de la temperatura que provoca un envejecimiento acelerado del transformador y, finalmente, provoca la ruptura del aislamiento. Por lo tanto, es esencial investigar el funcionamiento del transformador en condiciones armónicas para evitar daños prematuros. De hecho, el comportamiento del transformador en condiciones no sinusoidales está influenciado por sus especificaciones de diseño, así como por la corriente y el voltaje armónicos impuestos. Por lo tanto, el diseño de transformadores

modernos es una consideración importante para su funcionamiento seguro en condiciones no sinusoidales. [5]

La opción definida para solventar este problema es la limitación de carga a alimentar, que consiste en reducir la potencia nominal del transformador para las que se diseñó para trabajar en condiciones normales de operación.[4]

Las pérdidas de carga que se generan en los transformadores pueden definirse como:

1. Pérdidas directas o por efecto joule. Originadas por la corriente de carga y las resistencias a corriente directa de los devanados ($I^2 R$). Son independientes de la forma de onda de la corriente y sus armónicos, solo depende de su valor efectivo.[4]

   Los transformadores que alimentan estas cargas, se exponen a calentamientos adicionales de los devanados del transformador y, por consiguiente, un aumento de pérdidas por efecto joule durante la exposición a variaciones de frecuencia de la corriente distorsionada, acortando así su vida útil.[6]

2. Pérdidas adicionales. Están compuestas por:
   a) Pérdidas adicionales por corrientes parásitas en los devanados.
   b) Pérdidas adicionales por corrientes parásitas fuera de los devanados[4]

Los efectos de los armónicos debido a la carga no lineal, se exponen en el estándar IEEE C57.110, que proporciona un método para la estimación de la capacidad de carga de un transformador de hasta 69 kV bajo corrientes no sinusoidales.[7]

En 2008, se obtiene el estándar IEEE C57.110™-2008[8] para la determinación de las condiciones óptimas de operación de transformadores sometidos a corrientes no sinusoidales. Se analizan los principales efectos de la distorsión armónica sobre los componentes internos del transformador, así como las variaciones en el comportamiento del flujo magnético, clases y tipos de pérdidas, al igual que las recomendaciones prácticas para la evaluación del máximo valor eficaz de corriente de carga no sinusoidal, tanto para transformadores tipo seco como inmersos en líquido. Con estos valores de carga estimados se logra proteger al transformador, asegurando que las pérdidas más altas no superen el valor de las pérdidas para las cuales fue diseñado, evitando, de esta forma, los efectos de fenómenos ocasionados por la presencia de corrientes no sinusoidales.[9]

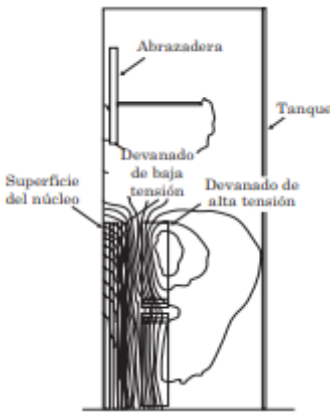
El estándar IEEE C57.110™-2008, “Recomendaciones prácticas de la IEEE para el establecimiento de la capacidad de transformadores de distribución tipo seco y sumergidos en líquido cuando la alimentación de corrientes de cargas no es sinusoidal”, establece un factor de reducción de la corriente de carga que contiene una composición de armónica dada que permite proteger al transformador de los fenómenos ocasionados por la presencia de corrientes no sinusoidales, entre ellos el sobrecalentamiento de los arrollamientos. El cálculo de la corriente máxima permitida descrito en el estándar IEEE C57.110™-2008 logra asegurar que las pérdidas más altas no superen el valor de las pérdidas para las cuales el transformador fue diseñado considerando que el transformador opera en condiciones normales.[9]

4.1.3.1. Efectos de la distorsión armónica en la operación de transformadores

La influencia de los armónicos en transformadores se puede analizar tomando como punto de partida una corriente continua (C.C.) “I” que pasa a través de los conductores del devanado. Por efecto Joule se producen pérdidas I^2R, donde es la resistencia de corriente continua del devanado. Sin embargo, si una corriente alterna (A.C.) con valor eficaz igual a la “I” de corriente continua se hace pasar a través de los conductores del devanado, además de las pérdidas I^2R se producen unas pérdidas adicionales. Esto se debe a que cuando los devanados del transformador transportan la corriente alterna, cada conductor está rodeado por un campo electromagnético alterno cuya fuerza es directamente proporcional a la magnitud de la corriente.

Una imagen del campo producido por la corriente de carga nominal que fluye a través de todos los conductores del devanado se muestra en la Fig. 4, en la cual se presenta una vista de la sección transversal del núcleo, devanados, abrazaderas, el tanque de un trasformador y el campo electromagnético inducido por la corriente.

Figura 4. *Campo Electromagnético producido por la corriente de carga [9]*



Cada conductor metálico experimenta una tensión inducida interna, que provoca el flujo de corrientes parásitas sobre ese conductor (pérdidas provocadas por las corrientes de Foucault; también conocidas como "corrientes torbellino" o "Eddy currents"). Estas corrientes, a su vez, producen pérdidas que se disipan en forma de calor, ocasionando un aumento de temperatura adicional en el conductor sobre su entorno. Este tipo de pérdidas adicionales (diferentes a las pérdidas I^2R) se conocen como pérdidas por dispersión. Aunque todas las pérdidas adicionales son ocasionadas por corrientes parásitas, las que ocurren en los devanados se suelen llamar pérdidas por corrientes parásitas en los devanados (PEC) y las que ocurren en otras partes estructurales externas a los devanados, tales como fijaciones depósitos, etc., se llaman otras pérdidas por dispersión (POSL.

4.1.3.2. Efectos de los armónicos en las pérdidas por corrientes de Eddy.

Las pérdidas por corrientes parásitas en los devanados tienden a ser proporcionales al cuadrado de la intensidad del campo electromagnético (o el cuadrado de la corriente de carga que produce el campo) y aproximadamente proporcionales al cuadrado de la frecuencia de corriente alterna y pueden ser definidas mediante la ecuación 1.

Pérdida por corrientes parásitas:

$$P_{EC} = P_{EC-R} * \sum_{h=1}^{h=h_{max}} h^2 \left[\frac{I_h}{I_R}\right]^2 \qquad \textbf{Ecuación 1}$$

Donde:

PEC-R: Pérdidas por corrientes parásitas en los devanados a corriente y frecuencia nominal.

h: Orden del armónico, 1, 2, 3, etc.

Ih: Corriente del h-ésimo armónico, en Ampere.

IR: Corriente nominal, en Ampere.

Al tener un aumento de corrientes de carga no sinusoidales en los devanados, también se pueden tener un aumento considerable de pérdidas por corrientes parásitas y, del mismo modo, un aumento de las temperaturas en los mismos.

4.1.3.3. Efectos de los armónicos en otras pérdidas parásitas

Por otra parte, las pérdidas por dispersión son generalmente proporcionales a la corriente elevada a una potencia ligeramente inferior a 1, debido a que la profundidad de penetración del flujo electromagnético en las otras partes metálicas (fijaciones, depósitos, etc.), por lo general de acero, varía con la intensidad de campo, por lo tanto, estas pérdidas aumentan la temperatura en las partes estructurales del transformador, y dependiendo del tipo de transformador contribuirán en el aumento de temperatura del devanado. Por lo tanto, en presencia de corrientes armónicas de muy alta frecuencia, el flujo electromagnético no puede penetrar totalmente los conductores del devanado. En este sentido, es conservador suponer que las pérdidas por dispersión son proporcionales al cuadrado de la frecuencia de la corriente armónica, como se expone en la ecuación 2.

Pérdidas por dispersión:

$$P_{OSL} = P_{OSL,R} * \sum_{h=1}^{h=h_{max}} h^{0,8} \left[\frac{I_h}{I_R}\right]^2 \qquad \textbf{Ecuación 2}$$

Donde:

POSL, R: Pérdidas por dispersión en fijaciones, depósitos, etc., a corriente y frecuencia nominales.

h: Orden del armónico, 1, 2, 3, etc.

Ih: Corriente del h-ésimo armónico, en Ampere.

IR: Corriente nominal, en Ampere.

Adicional al escenario antes descrito, donde existen pérdidas por dispersión, se puede presentar el caso en que algunas cargas no lineales presentan una componente de corriente directa en la corriente de carga; esta corriente continua aumenta las pérdidas en el núcleo ligeramente e incrementa substancialmente la corriente de magnetización y el nivel de sonido audible.

En instalaciones donde existen transformadores con conexión delta-estrella, muy comunes en sistemas de distribución tetrafilares, y que alimentan cargas no lineales monofásicas, como en el caso de fuentes reguladas por conmutación, los armónicos “triple-n” (múltiplos de 3 de la frecuencia fundamental) circularán por las fases y el neutro

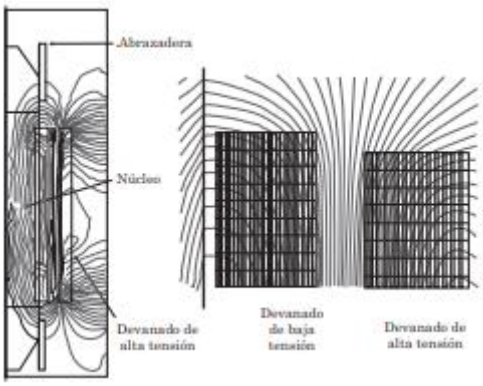
del lado de la estrella, pero no aparecerán en el lado de la delta, ya que quedan atrapados en esta, produciendo sobrecalentamiento y, a su vez, pérdidas en los devanados.

En resumen, cuando un transformador es sometido a una corriente de carga que tiene un contenido armónico significativo, las pérdidas adicionales de corriente inducida en los conductores de los devanados y en las estructuras metálicas elevan la temperatura de esas partes por encima de la temperatura normal de funcionamiento en condiciones nominales. La experiencia ha demostrado que los conductores de los devanados son las partes más críticas cuando se quiere determinar una temperatura de funcionamiento aceptable.

Por lo tanto, el objetivo debe ser evitar que las pérdidas en los devanados bajo condiciones de cargas con contenido armónico sean superiores a las pérdidas en condiciones nominales de operación.

Los devanados internos (normalmente de baja tensión) de un transformador tienen típicamente mayores pérdidas por corrientes que los devanados externos. Esto se debe a que el flujo electromagnético tiende a cerrarse por una trayectoria de la columna de baja reluctancia próxima a los yugos y elementos de sujeción, en las que se tiene un alto contenido radial de densidad de flujo. Además, las mayores pérdidas por corrientes parásitas ocurren generalmente en los conductores de los extremos del devanado interior. Esto es resultado del hecho que esta es la región de mayor densidad de flujo electromagnético radial (ver Fig. 5) y el flujo radial pasa a través del ancho del conductor rectangular del devanado.[9]

Figura 5. *Campo Electromagnético en el devanado producido por la corriente de carga*



4.1.3.4. Factor armónico para las pérdidas por corrientes de Eddy.

Como resultado de la corriente armónica de carga RMS, existe un factor aplicado que es proporcional a las pérdidas por corrientes de Eddy. Este factor es conocido como F_{HL}.

El mismo se define como la relación entre las pérdidas por corrientes de Eddy debida a los armónicos (P_{EC}) y las pérdidas por corrientes de Eddy a frecuencia del sistema cuando no existen corrientes armónicas ($P_{EC\text{-}R)}$, como se expone en la ecuación 3.[10]

$$F_{HL} = \frac{P_{EC}}{P_{EC-R}} * \frac{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} h^2 [I_h]^2}{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} [I_h]^2} \qquad \textbf{Ecuación 3}$$

Donde, $P_{EC\text{-}R}$: Pérdidas por unidad de corriente de Foucault a frecuencia de potencia, como se expone en la ecuación 4.

$$F_{HL} = \frac{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} h^2 \left[\frac{I_h}{I}\right]^2}{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left[\frac{I_h}{I}\right]^2} \qquad \textbf{Ecuación 4}$$

Donde:
FHL: Factor armónico de pérdidas para las corrientes parásitas en los devanados.
h: Orden del armónico, 1, 2, 3, etc.
Ih: Corriente del h-ésimo armónico, en Ampere.
I: Corriente nominal, en Ampere

4.1.3.5. Factor armónico para otras pérdidas parásitas

La parte de las pérdidas por corrientes parásitas que se produce en las partes estructurales del transformador (excepto en los devanados) se denomina otras pérdidas adicionales.

Estas pérdidas se originan en partes metálicas tales como tanques, envoltura y abrazaderas, y depende de muchos factores como dimensiones del núcleo, la tensión del transformador y los materiales utilizados para construir el tanque y las abrazaderas.

El estándar ANSI IEEE C57.110 asume que el valor nominal de otras pérdidas adicionales (P_{OSL_R}) es el 67% de las pérdidas adicionales totales para transformadores en aceite y 33% para transformadores en seco.

Por otro lado, en presencia de corrientes no sinusoidales cambia con el cuadrado del valor RMS de la corriente y con la frecuencia de los armónicos elevada a 0.8, como se expone en la ecuación 5.

$$F_{HL-STR} = \frac{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} h^{0.8} \left[\frac{I_h}{I}\right]^2}{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left[\frac{I_h}{I}\right]^2} \qquad \textbf{Ecuación 5}$$

Donde:

FHL-STR: Factor armónico de pérdidas por dispersión.

h: Orden del armónico, 1, 2, 3, etc.

hmax: Mayor orden de armónico que se va a considerar

Ih: Valor eficaz de la corriente del h-ésimo armónico.

I: Valor eficaz de la corriente armónica fundamental.

4.1.3.6. Evaluación de pérdidas y capacidad de transformadores bajo cargas armónicas.

A condiciones de cargas lineales se aplica como se expone en la ecuación 6:

$$P_{LL-R}(pu) = 1 + P_{EC-R}(pu) + P_{OSL-R}(pu) \qquad \textbf{Ecuación 6}$$

Donde:

PLL-R: Pérdidas con carga en condiciones nominales

1: Pérdidas debidas a las corrientes de carga en los devanados.

PEC-R: Pérdidas por corrientes parásitas en los devanados a condiciones nominales

POSL-R: Otras pérdidas parásitas bajo corriente nominal.

Para calcular las pérdidas cuando un transformador suple una carga armónica se expone en la ecuación 7:

$$P_{LL}(pu) = I^2(pu) * [1 + F_{HL} * P_{EC-R}(pu) + F_{HL-STR} * P_{OSL-R}(pu)] \qquad \textbf{Ecuación 7}$$

Donde:

FHL-STR: Factor de pérdida de armónicos para otras pérdidas parásitas

En el transformador la corriente permitida está dada por la ecuación 8:

$$I_{max}(pu) = \sqrt{\frac{P_{LL-R}(pu)}{1 + [F_{HL} * P_{EC-R}(pu)] + [F_{HL-STR} * P_{OSL-R}(pu)]}}$$ **Ecuación 8**

Usando está ecuación se encuentra la corriente permisible y se puede derratear el transformador.

La expresión anterior es la base del estándar IEEE C57.110-2018 [8] que permite calcular la disminución de la capacidad del transformador, que no se diseña para soportar armónicos, cuando se suministra carga contaminada, que es el caso tradicional de la inmensa mayoría de los transformadores de distribución. Esta expresión es la base de la norma y es referenciada en la inmensa mayoría de los trabajos que se refieren al efecto de los armónicos en los transformadores de distribución.

En las diferentes versiones de los estándares (2008-2018) se detalla cómo es posible en los transformadores de distribución, a partir de mediciones de las intensidades de corriente armónicas en el secundario para condiciones de carga contaminada, estimar su desclasificación a partir de la ecuación 8. En las versiones del 2008 y 2018 se establece, para un ciclo de trabajo (Figura 6), cómo calcular el estado de carga previo al pico para poder evaluar, conocida la información de los fabricantes de transformadores, la carga a que puede ser sometido el transformador en el pico para no perder vida útil. En el estándar IEEE C57.91-2011 versión del 2011 [11] se menciona: "Un transformador que suministre una carga variable provoca pérdidas que también varían, siendo siempre posible estimar un valor de carga constante en el mismo período de tiempo que provoque las mismas pérdidas, lo anterior es posible debido a las características de almacenamiento de calor de las partes que componen el transformador". A continuación, se establece que los valores de cargas constantes que representen el mismo efecto térmico en el transformador pueden ser calculados, tanto en el período previo como en el pico, como se expone en la ecuación 9:

$$\left[\frac{L_1^2 t_1 + L_2^2 t_2 + L_3^2 t_3 + \cdots + L_N^2 t_N}{t_1 + t_2 + t_3 + \cdots + t_N}\right]^2$$ **Ecuación 9**

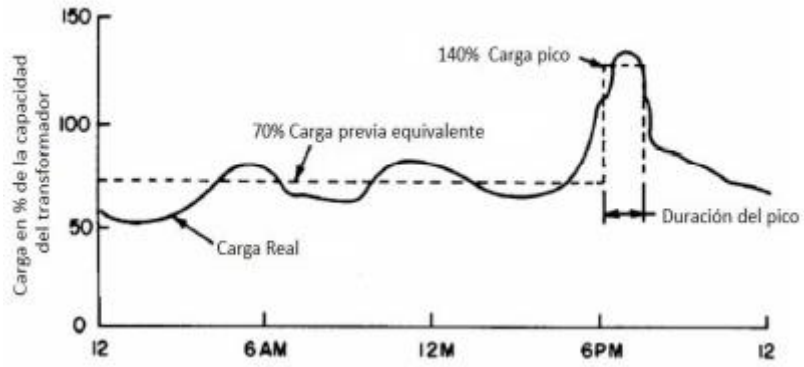
Donde:

L_1, L_2: Valores de carga en los intervalos horarios previos

N: Número total de intervalos horarios considerados

t_1, t_2: Duración de los intervalos horarios

Figura 6. *Ciclo de carga real*



Fuente: IEEE Std C57.91-2011 IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators.

En este caso los valores de carga L1, L2 ……LN se refieren a intensidad de corriente fundamental, lo que representa una aproximación al no considerar el calentamiento debido a las armónicas de corriente superiores a la fundamental. A continuación, se establece que es posible utilizar un programa de computación, relacionado en el anexo del estándar IEEE C57.91-2011, que permite estimar la temperatura del punto más caliente del transformador, para un diseño determinado, conocidos los valores de carga previa y durante pico calculados, así como la pérdida de vida útil del mismo. Además, se menciona que debido a la amplia variedad de características de los transformadores no se publican tablas de capacidad de carga de los mismos, y se cita textualmente, en la página 21: "Due to the wide variations in transformer characteristics typical loading capability tables are not published in this guide" (Debido a las amplias variaciones en las características del transformador, las tablas de capacidad de carga típica no se publican en esta guía). Estas tablas de capacidad de carga en el pico, para que el transformador no pierda vida útil para diferentes valores de cargas previas, temperatura ambiente y duración del período pico, deben ser suministradas por los fabricantes y las mismas se elaboran sobre la base de pruebas de fábrica. En la versión

del estándar del 2018 [12] se expone el procedimiento de cálculo para determinar pérdida de vida útil del transformador y revisar consideraciones en el cálculo de la desclasificación de transformadores secos y en aceite, así como reguladores de tensión, dándose curvas para corregir el cálculo de las pérdidas parásitas en los conductores por el efecto pelicular. Es importante en esta versión la referencia a pruebas de los fabricantes para determinar los incrementos de temperatura en la superficie del aceite, cuando se menciona que se suministra al transformador una intensidad de corriente de 60 Hz que provoque las mismas pérdidas que el estado de carga real del transformador con armónicas, y se cita del original pág. 58: "El incremento de temperatura en las capas superiores del aceite debe ser primeramente determinado para transformadores inmersos en aceite, antes que el incremento de temperatura del devanado sea establecido. Esto requiere la inyección de las pérdidas totales, que se compone de las pérdidas sin carga y con carga. Las pérdidas con carga son las pérdidas totales provocadas por la corriente no sinusoidal e incluye las pérdidas DC en los enrollados, las pérdidas en los conductores por corrientes parásitas y en otras partes del transformador". Más adelante, en la misma página, se menciona: "Las pérdidas totales son medidas y la corriente fundamental se ajusta para fijar el valor específico de las pérdidas totales". De lo antes expuesto se evidencia que, aunque se orienta a los usuarios realizar cálculos aproximados para determinar el estado de carga previo y en el pico, a los fabricantes se les orientan consideraciones a tener en cuenta en las pruebas de fábrica para determinar la temperatura del punto más caliente, teniendo en cuenta las pérdidas debido a la circulación de armónicos.

4.1.4. Procedimiento recomendado por el estándar IEEE C57.110 para evaluar la capacidad de carga de un transformador.

Para evaluar la capacidad de carga de un transformador sumergido en aceite mediante el estándar IEEE C57.110 es necesario disponer del protocolo de pruebas del fabricante para transformadores particulares y un estudio de análisis de carga para conocer el espectro armónico de la carga del equipo.

4.1.4.1. Cálculo típico para transformadores sumergidos en aceite:

Paso 1. Parámetros reportados en el registro de pruebas del equipo.

Tabla 1. Parámetros Reportados en el protocolo de Pruebas

Potencia (kVA)	Tipo	Tensión en primario (kV)	Tensión en secundario (kV)	Corriente en primario (A)
Corriente en secundario (A)	**Pérdidas con carga (W)**	**Pérdidas en vacío (W)**	**R_1 (Ω)**	**R_2 (Ω)**

Fuente. El autor

Paso 2. Calcular las pérdidas parásitas totales, ecuación 10:

$$P_{TSL-R} = P_{LL-R} - K * [I_1^2 R_1 + I_2^2 R_2] \qquad \textbf{Ecuación 10}$$

Donde:

PTSL-R: Total de pérdidas parásitas bajo condiciones nominales.

PLL-R: Pérdidas con carga bajo condiciones nominales.

I1: Corriente de línea en el lado primario bajo condiciones de carga y frecuencia nominal.

I2: Corriente de línea en el lado secundario bajo condiciones de carga y frecuencia nominal.

R1: Resistencia DC medida entre dos terminales del lado primario.

R2: Resistencia DC medida entre dos terminales del lado secundario.

K: Constante que depende del número de fases (K=1 para transformadores monofásicos)

Paso 3. Calcular las pérdidas por corrientes de Eddy bajo condiciones nominales, ecuación 11:

$$P_{EC-R} = P_{TSL-R} * \ 0.33 \qquad \textbf{Ecuación 11}$$

Donde:

PTSL-R: Total de pérdidas parásitas bajo condiciones nominales.

PEC-R: Pérdidas por corrientes de Eddy bajo condiciones nominales.

Paso 4. Calcular las máximas pérdidas por corrientes de Eddy en p.u. mediante la ecuación 12:

$$P_{OSL-R} = P_{TSL-R} - P_{EC-R} \qquad \textbf{Ecuación 12}$$

Donde:

POSL-R: Otras pérdidas parásitas bajo condiciones nominales.

PTSL-R: Total de pérdidas parásitas bajo condiciones nominales.

PEC-R: Pérdidas por corrientes de Eddy bajo condiciones nominales.

Paso 5. Es necesario tener la distribución armónica para la máxima corriente de carga del equipo.

Tabla 2. Espectro armónico para transformadores sumergidos en aceite.

h	$\frac{I_h}{I_1}$	$\left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2$	h^2	$\left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2 h^2$	$h^{0.8}$	$\left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2 h^{0.8}$

Fuente. El autor

A partir de aquí se obtienen los valores de F_{HL} y $F_{HL\text{-}STR}$ aplicando las ecuaciones 4 y 5.

Paso 6. Cálculo de las pérdidas a partir del espectro armónico presentado, se tabulan en la siguiente tabla.

Tabla 3. Cálculo de pérdidas para transformadores sumergidos en aceite

Tipo de carga	**Perdida nominal (W)**	**Pérdida con carga bajo corriente armónica (W)**	**Factor de Pérdida armónica**	**Pérdida con carga bajo corrección armónica (W)**

Sin carga
I^2R
Corriente de Eddy en devanados
Otras pérdidas
Total

Fuente. El autor

Paso 7. Finalmente se aplican las ecuaciones 6, 7 y 8 para obtener la corriente máxima en p.u. y a partir de aquí obtener el valor de corriente de carga y potencia adecuada para el transformador.

4.1.5. Pérdidas del transformador bajo operación armónica

Las pérdidas de transformadores sumergidos en aceite y de tipo seco se han propuesto en las normas [13, 14]. Estas pérdidas consisten en pérdidas sin carga y con carga, donde se muestra la clasificación de las pérdidas del transformador en condiciones de funcionamiento no sinusoidales. Las pérdidas sin carga dependen de la amplitud de los componentes armónicos y fundamentales de la tensión, así como de los ángulos de fase de los armónicos de tensión [13, 14].

4.1.6. Coeficiente de pérdida de Focault

El coeficiente de pérdida por corrientes de Foucault de un transformador se puede determinar utilizando las amplitudes armónicas de la corriente de entrada y las correspondientes pérdidas armónicas de cobre cuando el transformador alimenta cargas no lineales. Los datos medidos muestran que las pérdidas por corrientes de Foucault es una función de la frecuencia con una potencia de 2. La reducción de potencia aparente (kVA) de los transformadores monofásicos que operan con corrientes y voltajes no sinusoidales se mide ajustando las pérdidas totales a las pérdidas nominales en temperatura, por lo que se ignoran las consideraciones en puntos calientes. Los resultados calculados de la reducción utilizando el factor de pérdida armónica (FHL), el coeficiente de pérdida de corrientes parásitas (PEC-R) y las pérdidas de núcleo de hierro coinciden

bien con los datos medidos. Sin embargo, la reducción de potencia real del transformador es mucho mayor que la reducción de potencia aparente para un THD dado, valor que es independiente de los espectros de frecuencia de los armónicos. [15]

4.1.7. Coeficiente de pérdida corregido

El estándar IEEE C57-110-98 se desarrolló para determinar la capacidad de un transformador existente para corrientes no sinusoidales. Se supone que la pérdida por corrientes de Foucault varía con el cuadrado de la corriente RMS y el cuadrado de la frecuencia (orden armónico h). El término factor de pérdida armónica se desarrolló para representar el calentamiento RMS efectivo como resultado de la corriente de carga armónica. Debido al efecto pelicular, el flujo electromagnético puede no penetrar totalmente los hilos del devanado a altas frecuencias. El factor de pérdidas armónicas corregido toma en cuenta a la profundidad de penetración, lo que conduce a una estimación más precisa del aumento de las pérdidas en los devanados del transformador bajo corrientes de carga no sinusoidales. [16]

4.1.8. Introducción de nuevas cargas no lineales al TDM

El impetuoso desarrollo de la electrónica de potencia ha llevado a la introducción de “sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna” (FACTS) en las redes de transmisión. Los electrodomésticos y equipos informáticos que se basan en aplicaciones de esta disciplina están creciendo en los hogares. Los vehículos eléctricos se están imponiendo sobre los de combustión interna, lo que implica un aumento de las estaciones de carga que también están basadas en electrónica de potencia. Lo anterior se traduce en aumentos de corriente armónica en las redes de transmisión y distribución. Las corrientes armónicas producen un calentamiento adicional de los devanados, debido a las pérdidas por dispersión causadas por las corrientes de Foucault. Las pérdidas parásitas determinan el nivel de disminución de la corriente nominal para armónicos elevados, según [8]. Esta situación explica los aumentos de temperatura, por encima de los valores nominales, en transformadores que alimentan cargas no lineales, aun cuando la corriente de carga fundamental esté por debajo de su valor nominal, exponiéndola a fallas prematuras. Los transformadores, hasta hace algunos años, estaban diseñados para operar en condiciones sinusoidales en la fuente y/o la carga, pero en la práctica, la presencia de armónicos causados por cargas no lineales, como equipos electrónicos y rectificadores, es una forma

de corriente. Contaminación que causa problemas si la corriente armónica efectiva aumenta por encima de ciertos límites.

Además, la introducción de nuevos tipos de cargas no lineales que modifican el gráfico típico de demanda de corriente diaria complica la evaluación del estado de calentamiento de los transformadores necesaria para la toma de decisiones oportunas.[17]

Las medidas requeridas en todos los transformadores monofásicos de distribución, con el fin de determinar su estado de carga, es prácticamente imposible. Por tal razón se analiza un trabajo que propone un procedimiento basado en una base de datos representativa de corrientes fundamentales y armónicas secundarias de transformadores, con el fin de estimar gráficas de corrientes armónicas típicas horarias y factores de pérdidas armónicas. Con esta información, la medición única o las estimaciones de la corriente pico fundamental permiten una estimación confiable del estado de carga de todos los transformadores y los errores de límite superior necesarios para la supervisión en tiempo real y la futura explotación segura del transformador. Este procedimiento también es aplicable cuando los transformadores de distribución monofásicos alimentan un nuevo número discreto de cargas no lineales, lo que cambia los gráficos de demanda típicos a diarios. En este caso, se podrán determinar nuevos gráficos típicos de demanda diaria.[17].

4.1.9. Pérdidas en transformadores monofásicos con derivación central.

En las redes de distribución abundan transformadores monofásicos con derivación central, los cuales pueden estar alimentando cargas por cada semi-devanado con diferente contenido armónico. Existen abundantes publicaciones sobre el efecto de la distorsión de la forma de onda que tiene la corriente en los transformadores, desde el punto de vista de la desclasificación de potencia y de calentamiento lo cual está directamente asociado al incremento de pérdidas que se produce en los mismos.

Mediante un estudio se presenta el desarrollo de una metodología generalizada, a partir de las recomendaciones del estándar IEEE C57.110, para determinar las pérdidas en transformadores de distribución monofásicos con derivación central, alimentando cargas no lineales de diferentes contenidos de armónicos por cada semi-devanado. Se demuestra que en estos casos la energía cuantificada como pérdida puede ser considerada solo cuando se parte de valores elevados de THD de corriente, por lo que el efecto de circulación de corrientes armónicas no debe ser sobreestimado, aunque la calidad de la

potencia es un aspecto a tener en cuenta al evaluar oportunidades de mejora en el desempeño energético de las redes actuales.[18]

4.1.10. Impacto de los armónicos de corriente y tensión de las cargas de un transformador monofásico de 25 kVA.

El uso de cargas no lineales como las lámparas fluorescentes compactas está en aumento debido a su bajo consumo de energía. Sin embargo, los armónicos de voltaje y corriente generados por tales cargas pueden resultar en mayores pérdidas, un factor de potencia exacerbado y un aumento excesivo de la temperatura que eventualmente disminuirá la vida útil de los transformadores. Por lo tanto, la capacidad de carga de los transformadores debe reducirse mientras se alimentan cargas no lineales. Para investigar los impactos de los armónicos en las pérdidas del transformador, el transformador debe probarse bajo armónicos. Los estándares ANSI/IEEE C57.110 y 519.1992 proporcionan métodos para evaluar estos efectos. En estas prácticas recomendadas, se brindan pautas sobre cómo cargar correctamente los transformadores de potencia que suministran cargas no lineales de manera que se pueda evitar el sobrecalentamiento.

Mediante el uso de dos fuentes de voltaje que proporciona armónicos a diferentes frecuencias se probó el transformador de distribución monofásico de 25 kVA mediante una prueba de circuito abierto utilizando la fuente sinusoidal demostró que la pérdida del núcleo aumenta tanto con la frecuencia como con el voltaje. Sin embargo, para las frecuencias inferiores a 1 kHz, se observó que el efecto del aumento de voltaje era mayor. Se encontró que la pérdida por histéresis está dominada por la pérdida por corrientes de Foucault cuando la frecuencia aumenta por encima de 50 Hz. La inyección de armónicos de tensión con diversos porcentajes no tuvo un efecto significativo cuando el THD de tensión estaba por debajo del 5%. En cuanto a la reducción de potencia del transformador, se demostró que su capacidad de carga debe reducirse a casi un 35 % cuando se alimentan lámparas fluorescentes compactas en comparación con las cargas fluorescentes y lineales, como las lámparas incandescentes.[19]

4.1.11. Temperatura ambiente y su influencia en la carga según estándar IEEE C57.91

La temperatura ambiente es un factor importante para determinar la capacidad de carga de un transformador, ya que los aumentos de temperatura de cualquier carga se

deben sumar a la temperatura ambiente para determinar las temperaturas de funcionamiento.

Los valores nominales del transformador se basan en una temperatura ambiente promedio de 24 horas de 30 °C. Este es el ambiente estándar utilizado en esta guía. Siempre que se pueda medir el ambiente real, dichos ambientes deben promediarse durante 24 horas y luego usarse para determinar la temperatura y la capacidad de carga del transformador. La temperatura del aire ambiente vista por un transformador es el aire en contacto con sus radiadores o intercambiadores de calor. En algunas instalaciones, el transformador puede estar al aire libre pero rodeado de edificios o paredes insonorizantes. Esto puede resultar en la recirculación de aire, y el ambiente debe ajustarse en consecuencia.[11]

4.2. Base de datos

Para el presente trabajo investigativo correspondiente al derrateo de transformadores de distribución monofásicos de 15 y 25 kVA, se desarrolló la clasificación de una base de datos correspondiente a un número determinado de transformadores, mismos que fueron monitoreados con un analizador de redes.

Se caracterizó la base de datos para identificar y clasificar los transformadores que corresponden para esta investigación, con lo cual se redujo la cantidad de transformadores a un total de 46, divididos en doce mediciones de transformadores de 15 kVA y treinta y cuatro mediciones de transformadores de 25 kVA.

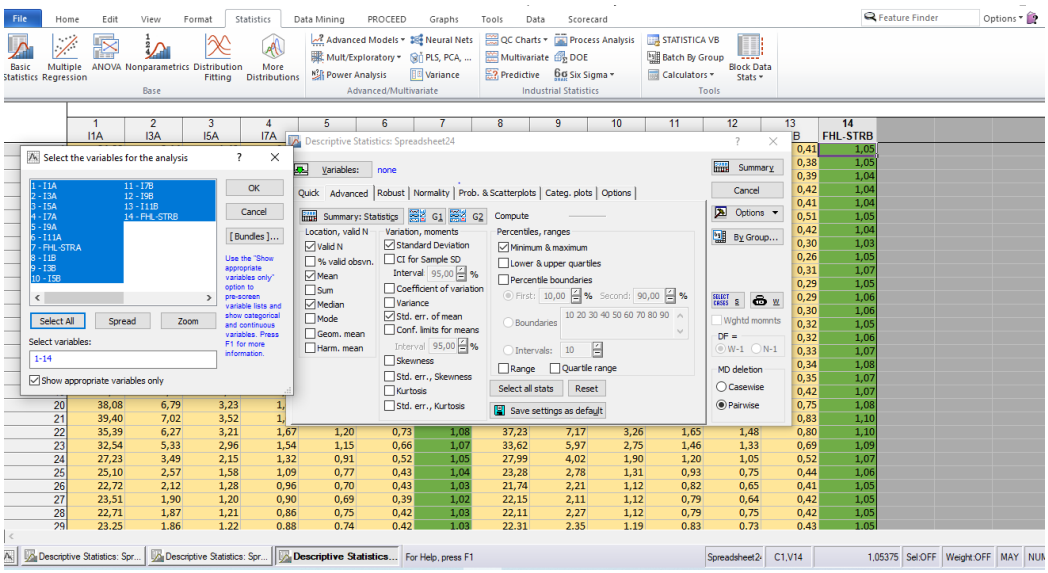
Una vez obtenidos estos valores, se procedió a depurar el número de datos para el análisis, con lo cual se agrupó los datos de cada armónico desde I1-I11 divididos en fase A y B, en un rango de 24 horas, los 7 días de la semana. Así mismo se considera los valores obtenidos de FHL y de FHL-STR.

Posteriormente se procedió a realizar una tabla en la que se procesó los datos por separado de cada armónico I1, I2….I11, por fases y con sus respectivos valores de FHL y FHL-STR.

Una vez obtenida esta tabla se procedió a obtener los valores promedio de cada armónico durante las 24 horas de cada día, seguidamente se agrupó en dos tablas, una correspondiente para los días lunes a viernes, y la otra correspondiente a los días sábados y domingos como se expone en los Anexos 1 y 2.

Los valores obtenidos como tabla final, son utilizados para determinar mediante el software STATISTICA, si estas bases de datos obtenidas están siguiendo una distribución normal como se puede ver en la Figura 7.

Figura 7. *Simulación software Statistica*



Para poder aplicar las pruebas de normalidad en las bases de datos, se procedió a hacer un análisis de los resultados en dos etapas, una para los días lunes a viernes y otra que corresponde al fin de semana, sábado y domingo.

Para poder llevar a cabo estos análisis se considera que existen dos procedimientos que se pueden utilizar, uno para más de 50 datos que es la prueba de Kolmogorov-Smimov (lunes a viernes) y la prueba de Shapiro-Wilk's W para pruebas con un valor menor a 50 datos (sábado y domingo).

4.2.1. Distribución Normal

La distribución normal es un modelo adecuado para aquellas distribuciones de datos continuos, que se distribuyen en forma aproximadamente simétrica. Una propiedad de las distribuciones normales es su reproductividad, por lo que la suma de variables normales es igualmente normal. Por otro lado, la suma de un número grande de variables aleatorias idénticamente distribuidas tiene una distribución normal. Estos dos teoremas explican la omnipresencia de la distribución normal en diversas áreas de aplicación.

La distribución normal es una buena aproximación de otras distribuciones, como la distribución binomial, de Poisson o T de Student, para ciertos valores de sus parámetros.[20]

4.2.2. Pruebas de distribución normal Kolmogorov-Smimov.

Una vez obtenidas las tablas de datos correspondientes a los promedios de los armónicos desde I1 hasta I11, luego de depurarla la tabla de datos con las medias obtenidas y de acuerdo a las recomendaciones de las pruebas de normalidad, la base de datos se conforma por 120 datos, se aplica la prueba de normalidad de Kolmogorov-Smirnov.

Luego de aplicar la prueba estadística en el software STATISTICA se obtuvieron los siguientes resultados, mismos que permiten identificar que la base de datos procesada presenta una distribución normal durante los días de la semana de lunes a viernes, los datos analizados son, número de datos válidos, media, mediana, mínimo, máximo, desviación estándar y error estándar**,** los cuales son presentados en las datos y figuras descritas a continuación (Fig.8-Fig.21).

4.2.2.1. Prueba de normalidad para transformadores de 15 kVA FHL.

Para los transformadores de distribución de 15 kVA para factor armónico para las pérdidas por corrientes de Eddy FHL se presentan los siguientes resultados:

Figura 8. *Prueba de normalidad IA1*

I1A

Summary Statistics:I1A
Valid N=120
Mean= 27,610345
Median= 26,671625
Minimum= 22,475917
Maximum= 38,305000
Std.Dev.= 3,997717
Standard Error= 0,364940

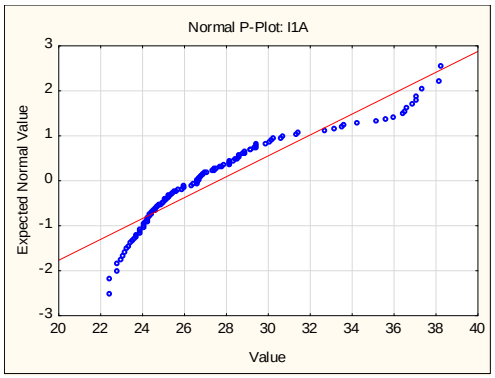


Figura 9. *Prueba de normalidad IA3*

I3A

Summary Statistics:I3A
Valid N=120
Mean= 3,431460
Median= 3,226292
Minimum= 1,887417
Maximum= 6,295833
Std.Dev.= 1,099519
Standard Error= 0,100372

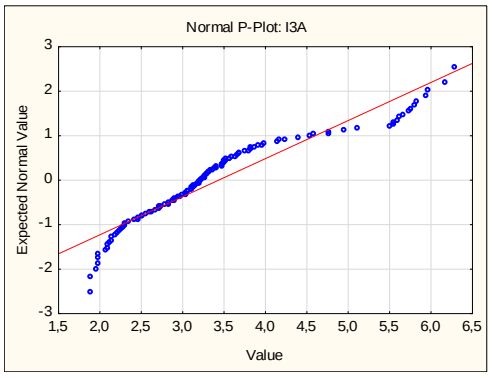


Figura 10. *Prueba de normalidad IA5*

I5A

Summary Statistics:I5A
Valid N=120
Mean= 1,959738
Median= 1,792167
Minimum= 1,374750
Maximum= 3,310417
Std.Dev.= 0,538077
Standard Error= 0,049119

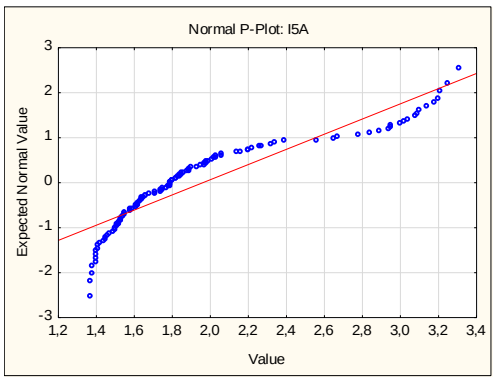


Figura 11. *Prueba de normalidad IA7*

I7A

Summary Statistics:I7A
Valid N=120
Mean= 0,924474
Median= 0,859875
Minimum= 0,494167
Maximum= 1,647083
Std.Dev.= 0,294573
Standard Error= 0,026891

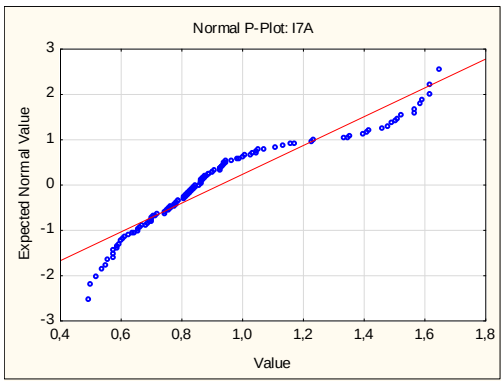


Figura 12. *Prueba de normalidad IA9*

I9A

Summary Statistics:I9A
Valid N=120
Mean= 0,750481
Median= 0,673333
Minimum= 0,446750
Maximum= 1,412083
Std.Dev.= 0,282936
Standard Error= 0,025828

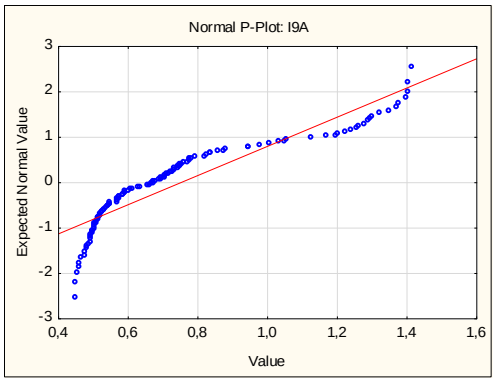


Figura 13. *Prueba de normalidad IA11*

I11A

Summary Statistics:I11A
Valid N=120
Mean= 0,354591
Median= 0,313750
Minimum= 0,140000
Maximum= 0,759000
Std.Dev.= 0,155820
Standard Error= 0,014224

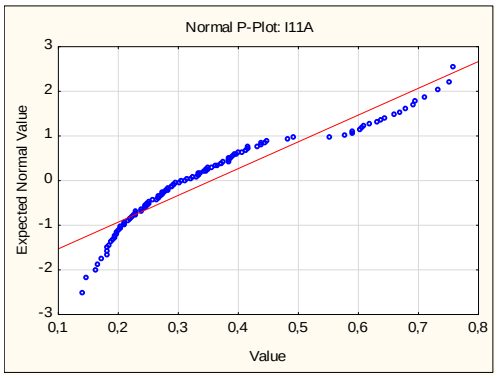


Figura 14. *Prueba de normalidad FHLA*

FHL A

Summary Statistics:FHLA
Valid N=120
Mean= 1,340779
Median= 1,290125
Minimum= 1,106083
Maximum= 1,817750
Std.Dev.= 0,158455
Standard Error= 0,014465

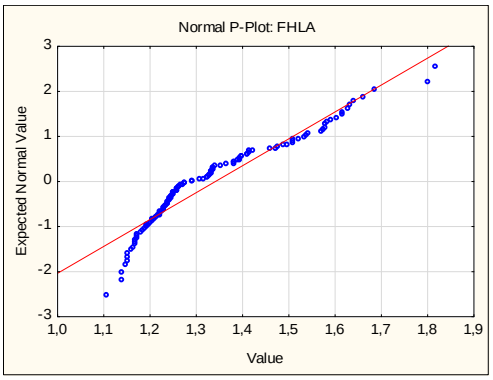


Figura 15. *Prueba de normalidad IB1*

I1B

Summary Statistics:I1B
Valid N=120
Mean= 25,031464
Median= 23,959292
Minimum= 20,543917
Maximum= 35,936667
Std.Dev.= 4,092298
Standard Error= 0,373574

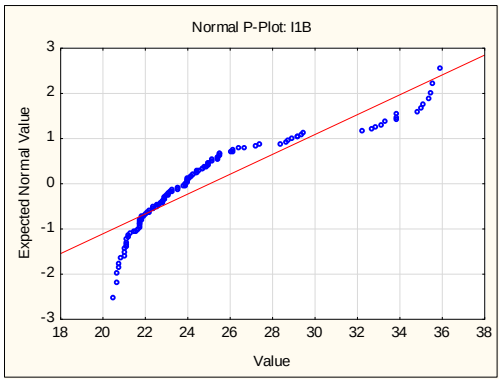


Figura 16. *Prueba de normalidad IB3I3B*

I3B

Summary Statistics:I3B
Valid N=120
Mean= 3,778087
Median= 3,521458
Minimum= 2,060667
Maximum= 7,221833
Std.Dev.= 1,323186
Standard Error= 0,120790

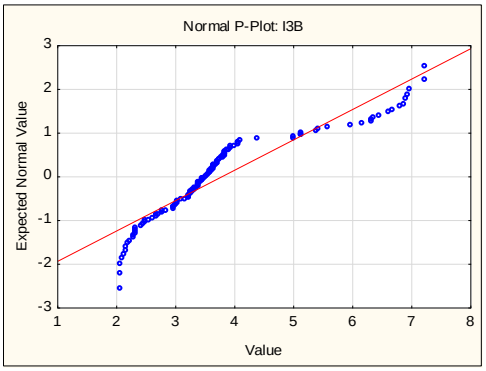


Figura 17. *Prueba de normalidad IB5*

I5B

Summary Statistics:I5B
Valid N=120
Mean= 1,993226
Median= 1,852708
Minimum= 1,260500
Maximum= 3,761000
Std.Dev.= 0,641957
Standard Error= 0,058602

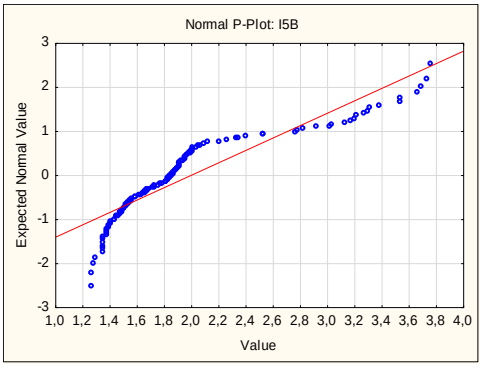


Figura 18. *Prueba de normalidad IB7*

I7B

Summary Statistics:I7B
Valid N=120
Mean= 0,879981
Median= 0,819167
Minimum= 0,493500
Maximum= 1,582750
Std.Dev.= 0,251949
Standard Error= 0,023000

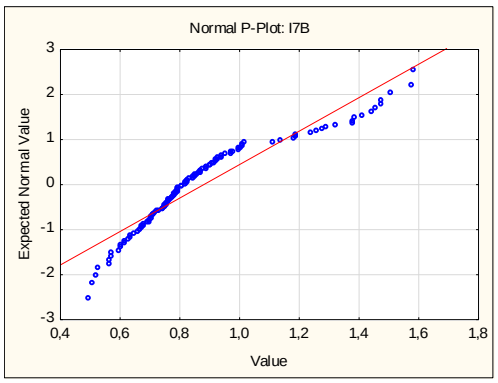


Figura 19. *Prueba de normalidad IB9*

I9B

Summary Statistics:I9B
Valid N=120
Mean= 0,818761
Median= 0,707958
Minimum= 0,452583
Maximum= 1,624250
Std.Dev.= 0,314796
Standard Error= 0,028737

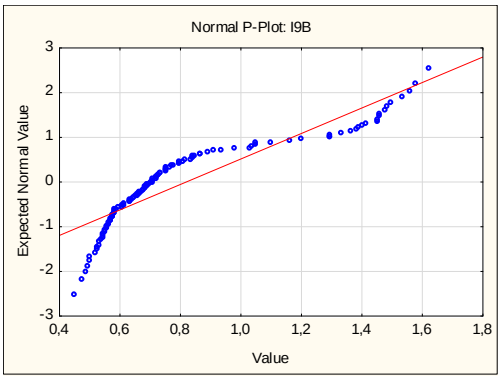


Figura 20. *Prueba de normalidad IB11*

I11B

Summary Statistics:I11B
Valid N=120
Mean= 0,394366
Median= 0,347833
Minimum= 0,198083
Maximum= 0,863833
Std.Dev.= 0,172203
Standard Error= 0,015720

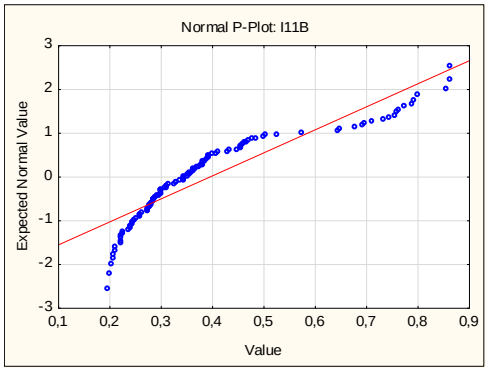
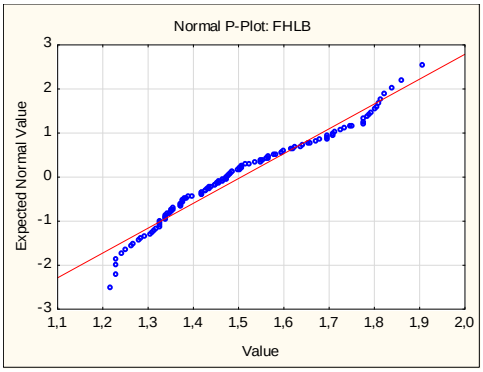


Figura 21. *Prueba de normalidad FHLB*

FHL B

Summary Statistics:FHLB
Valid N=120
Mean= 1,505578
Median= 1,477792
Minimum= 1,219417
Maximum= 1,909333
Std.Dev.= 0,171959
Standard Error= 0,015698



Con los resultados obtenidos para cada caso, se obtienen los resultados que se exponen la siguiente tabla de datos (Tabla 4) para el transformador de distribución de 15 kVA FHL, fases A y B, días lunes-viernes, misma que presenta los valores de la media obtenida de la tabla de promedios y que permite realizar el cálculo de un caso para demostrar el procedimiento de cálculo del derrateo:

Tabla 4. Estadísticas Descriptivas para transformador de 15 kVA, FHL lunes-viernes.

Variable	N° válidos	Media	Mediana	Mínimo	Máximo	Desviación estándar	Error estándar
I1A	120	27,61035	26,67163	22,47592	38,30500	3,997717	0,364940
I3A	120	3,43146	3,22629	1,88742	6,29583	1,099519	0,100372
I5A	120	1,95974	1,79217	1,37475	3,31042	0,538077	0,049119
I7A	120	0,92447	0,85988	0,49417	1,64708	0,294573	0,026891
I9A	120	0,75048	0,67333	0,44675	1,41208	0,282936	0,025828
I11A	120	0,35459	0,31375	0,14000	0,75900	0,155820	0,014224
FHL-STRA	120	1,34078	1,29013	1,10608	1,81775	0,158455	0,014465
I1B	120	25,03146	23,95929	20,54392	35,93667	4,092298	0,373574

I3B	120	3,77809	3,52146	2,06067	7,22183	1,323186	0,120790
I5B	120	1,99323	1,85271	1,26050	3,76100	0,641957	0,058602
I7B	120	0,87998	0,81917	0,49350	1,58275	0,251949	0,023000
I9B	120	0,81876	0,70796	0,45258	1,62425	0,314796	0,028737
I11B	120	0,39437	0,34783	0,19808	0,86383	0,172203	0,015720
FHL-STRB	120	1,50558	1,47779	1,21942	1,90933	0,171959	0,015698

Fuente. El autor

4.2.2.2. Prueba de normalidad para transformadores de 15 kVA FHL-STR.

Se aplicó las pruebas de normalidad para los transformadores de 15 kVA para factor armónico para otras pérdidas parásitas FHL-STR para los días de lunes a viernes, mismas que se muestran en el Anexo 3.

De la misma manera se obtienen los valores expuestos en la tabla de datos para el transformador de distribución monofásica de 15 kVA FHL-STR, fases A y B, días lunes-viernes, que se presenta en el Anexo 4.

4.2.2.3. Prueba de normalidad para transformadores de 25 kVA FHL

Se aplica las pruebas de normalidad a los transformadores de 25 kVA, para los datos de lunes a viernes mediante la prueba de Kolmogorov-Smirmov, cuyos datos y figuras se muestran en el Anexo 5.

Con los resultados obtenidos para cada caso podemos determinar la tabla de datos para el transformador de distribución de 25 kVA FHL, fases A y B, días lunes a viernes, que se exponen en el Anexo 6.

4.2.2.4. Prueba de normalidad para transformadores de 25 kVA FHL-STR.

Las pruebas de normalidad aplicadas para los transformadores de 25 kVA para FHL-STR se presentan en el Anexo 7.

Aplicando el análisis estadístico se obtienen la tabla de datos para el transformador de distribución monofásico de 25 kVA FHL-STR, fases A y B, días lunes-viernes, que se exponen en el Anexo 8.

4.2.2.5. Pruebas de distribución normal Shapiro-Wilk´s.

Para las pruebas a realizar para el fin de semana, sábado y domingo, y cumpliendo con las recomendaciones de las pruebas de normalidad, se debe aplicar las pruebas de Shapiro-Wilk´s debido a que el número de datos no supera los 50.

Al aplicar esta prueba de normalidad a la base de datos se determina que la misma sigue una distribución normal.

Una vez aplicada la prueba estadística en el software STATISTICA se obtuvieron los siguientes resultados, mismos que permiten determinar que los datos analizados presentan una distribución normal durante el fin de semana, sábado y domingo. El análisis desarrollado para cada caso se expone a continuación.

4.2.2.6. Prueba de normalidad para transformadores de 15 kVA FHL.

Los datos y figuras obtenidos, se pueden visualizar en el Anexo 9.

Con los resultados obtenidos para cada caso se determinan los resultados expuestos en la siguiente tabla (Tabla 5) para el transformador de distribución de 15 kVA FHL, fases A y B, días sábado-domingo.

Tabla 5. Estadísticas descriptivas para transformador de 15 kVA FHL sábado y domingo.

Variable	N° válidos	Media	Mediana	Mínimo	Máximo	Desviación estándar	Error estándar
I1A	48	27,63847	26,61550	19,76992	37,52108	3,982319	0,574798
I3A	48	3,21603	3,09158	1,92017	5,75858	1,044490	0,150759
I5A	48	1,86241	1,80758	1,23025	2,98050	0,445955	0,064368

I7A	48	0,84395	0,80658	0,47033	1,27058	0,207744	0,029985
I9A	48	0,73378	0,65908	0,31833	1,43567	0,293966	0,042430
I11A	48	0,35977	0,31700	0,14958	0,72233	0,164956	0,023809
FHL-STRA	48	1,26798	1,22567	1,09958	1,59658	0,127413	0,018391
I1B	48	24,16553	22,96079	17,96592	33,90575	4,065003	0,586733
I3B	48	3,49531	3,23575	2,25625	6,87283	1,188116	0,171490
I5B	48	1,85122	1,73117	1,14992	3,21717	0,528955	0,076348
I7B	48	0,81578	0,80158	0,44592	1,34292	0,188641	0,027228
I9B	48	0,78560	0,65513	0,41558	1,60375	0,334234	0,048243
I11B	48	0,37915	0,33954	0,20250	0,80925	0,168992	0,024392
FHL-STRB	48	1,47193	1,44396	1,13850	1,89542	0,179343	0,025886

Fuente. El autor

4.2.2.7. Prueba de normalidad para transformadores de 15 kVA FHL-STR.

De la misma manera se obtienen los valores expuestos en la Tabla 9 y figuras que se presentan en los Anexos 10 y 11**,** para el transformador de distribución monofásica de 15 kVA FHL-STR, fases A y B, días sábado y domingo.

4.2.2.8. Prueba de normalidad para transformadores de 25 kVA FHL.

Para el transformador de distribución de 25 kVA-FHL se tienen los datos y figuras que se presentan en el Anexo 12:

Con los resultados obtenidos para cada caso es posible determinar los valores que se exponen en la Tabla 10 para el transformador de distribución de 25 kVA FHL, fases A y B, días sábado-domingo, revisar Anexo 13.

4.2.2.9. Prueba de normalidad para transformadores de 25 kVA FHL-STR.

Aplicando las técnicas estadísticas se obtienen los resultados que se exponen en el Anexo 14**,** y Tabla 11 para el transformador de distribución monofásico de 25 kVA FHL-STR, fases A y B, días sábado y domingo, que se exponen en el Anexo 15.

4.2.3. Análisis de armónicos presentes en los transformadores de distribución monofásicos de 15 y 25 kVA.

Cuando un transformador es alimentado por una tensión o corriente de carga que no son completamente sinusoidales, producto de la presencia de armónicos se producen entre otros efectos , calentamiento adicional de la máquina que puede influir en la aceleración de ritmo en la pérdida útil si no se toman medidas correctivas en su operación.[4]

Mediante el estándar IEEE C57.110™-2008[8] se puede determinar las condiciones óptimas de operación de transformadores sometidos a corrientes no sinusoidales. Se analizan los principales efectos de la distorsión armónica sobre los componentes internos del transformador, así como las variaciones en el comportamiento del flujo magnético, clases y tipos de pérdidas, al igual que las recomendaciones prácticas para la evaluación del máximo valor eficaz de corriente de carga no sinusoidal, tanto para transformadores tipo seco como inmersos en líquido. Con estos valores de carga estimados se logra proteger al transformador, asegurando que las pérdidas más altas no superen el valor de las pérdidas para las cuales fue diseñado, evitando, de esta forma, los efectos de fenómenos ocasionados por la presencia de corrientes no sinusoidales.[9]

Es así, que mediante el presente trabajo se evalúa el impacto de los armónicos en los transformadores de distribución monofásico considerando un espectro armónico típico.

Se desarrolla el análisis de transformadores monofásicos de 15 y 25 kVA, se conforma el espectro armónico característico de los mismos, mediante una base de datos conformada por mediciones de calidad de energía realizadas en distintos transformadores y que son presentados en la Tabla 6.

Tabla 6. Número de datos procesados

Capacidad del transformador monofásico(kVA)	Número de datos analizados en el periodo de evaluación (fase A y B)	Cantidad de transformadores analizados	Armónicos evaluados
15	144	12	1,3,5,7,9,11
25	408	34	1,3,5,7,9,11

Fuente. El autor

4.2.4. Evaluación de los transformadores de distribución monofásicos aplicando el estándar ANSI IEEE C57.110

Mediante el protocolo de pruebas del fabricante para transformadores monofásicos, se puede evaluar la capacidad de carga de un transformador mediante el estándar IEEE C57.110, y se puede realizar el análisis de carga que permita conocer el espectro armónico de la carga del equipo.

4.2.4.1 Transformador de 15 kVA

Los parámetros del transformador de 15 kVA se presentan en la siguiente tabla (Tabla 7).

Tabla 7. Parámetros del transformador de 15 kVA

Potencia (kVA)	Tipo	Tensión en primario (kV)	Tensión en secundario (kV)	Corriente en primario (A)	Corriente en secundario (A)
15	Monofásico	7,970	0,24	1,88	62,50
Pérdidas con carga (W)	**Pérdidas en vacío (W)**	**Relación de Transformación**	**R_1 (Ω)**	**R_2 (Ω)**	
192	68	33,20833333	23,5	0,0253	

Fuente. El autor

Con los valores obtenidos en la Tabla 7, se proceder a calcular el comportamiento del transformador cuando está sometido a la presencia de un espectro armónico mediante la siguiente secuencia de cálculos:

Pérdidas parásitas totales:

$$P_{TSL-R} = P_{LL-R} - K * [I_1^2 R_1 + I_2^2 R_2]$$

$$P_{TSL-R} = 9{,}970618172\ W$$

De acuerdo con el estándar ANSI/IEEE C57.110, las pérdidas en los devanados constituyen aproximadamente un 33% de las pérdidas adicionales totales para transformadores en aceite, por lo que las pérdidas en los devanados para este caso serían:

$$P_{EC-R} = P_{TSL-R} * \ 0.33$$

$$P_{EC-R} = 3.290303997\ W$$

Para el cálculo de otras pérdidas adicionales tenemos:

$$P_{OSL-R} = P_{TSL-R} - P_{EC-R}$$

$$P_{OSL-R} = 6{,}68\ W$$

Pérdidas óhmicas totales en condiciones normales:

$$P_{DC} = I_1^2 R_1 + I_2^2 R_2\ W$$

$$P_{DC} = 182{,}0293818\ W$$

Según [18], el estándar ANSI/IEEE C57.110, recomienda que la división de las pérdidas por corrientes parásitas entre los devanados se asuma de la siguiente forma:

a. 60% para el devanado interior y 40% para el devanado exterior de los transformadores que tengan una corriente nominal inferior a 1000 A (sin tener en cuenta la relación de transformación)

b. 60% para el devanado interior y 40% para el devanado exterior de todos los transformadores que tengan una relación de transformación sea de 4:1 o inferior.

c. 70% para el devanado interior y 30% para el devanado exterior de los transformadores que tengan una relación de transformación mayor a 4:1 y uno o más devanados con corriente nominal mayor a 1000 A.

En ausencia de otra información, se considera que el devanado interior es el devanado de baja tensión [18]. Para este caso, se tiene que las pérdidas nominales por corriente parasitas en el devanado primario son:

$$P_{ECI-R} = 0{,}4 * P_{EC-R}$$

$$P_{ECI-R} = 1{,}316121599\ W$$

En el devanado secundario tenemos:

$$P_{ECI-R} = 0{,}6 * P_{EC-R}$$

$$P_{ECI-R} = 1{,}974182398\ W$$

A continuación, se obtiene el factor armónico para pérdidas por corrientes de Eddy y el factor armónico para otras perdidas. Para realizar este procedimiento se utiliza un caso de valores obtenidos en una hora determinada de los promedios de armónicos obtenidos en los Anexos 1 y 2, y es aplicado a la fase A como a la fase B del transformador como se expone en la Tabla 8.

Determinación de un caso de estudio para el transformador de 15 kVA

Para realizar este cálculo, se considera el valor promedio de las 20H00.

Tabla 8. Cálculo de factores de pérdidas armónicas Fase A

% h	**H**	$\boldsymbol{I_h}$	$\boldsymbol{\frac{I_h}{I_1}}$	$\boldsymbol{\left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2}$	$\boldsymbol{h^2}$	$\boldsymbol{h^{0.8}}$	$\boldsymbol{\left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2 h^2}$	$\boldsymbol{\left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2 h^{0.8}}$
100	1	36,55	0,585	0,34190	1	1,00	0,342	0,342
0,16	3	5,97	0,095	0,00912	9	2,41	0,082	0,022
0,08	5	2,84	0,045	0,00207	25	3,62	0,052	0,007
0,04	7	1,36	0,022	0,00047	49	4,74	0,023	0,002
0,03	9	1,22	0,020	0,00038	81	5,80	0,031	0,002
0,02	11	0,67	0,011	0,00012	121	6,81	0,014	0,001
		48,604	0,778	0,354	286,000	24,384	0,544	0,377

Fuente. El autor

El factor de las pérdidas armónicas para las pérdidas por corrientes parásitas en los devanados se obtiene por:

$$F_{HL} = \frac{P_{EC}}{P_{EC-O}} = \frac{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} h^2 [I_h]^2}{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} [I_h/I_R]^2}$$

$$F_{HL} = 1{,}59$$

El factor por las pérdidas armónicas para otras pérdidas adicionales sería:

$$F_{HL-STR} = \frac{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} h^{0.8} \left[\frac{I_h}{I}\right]^2}{\sum_{h=1}^{h=h_{max}} \left[\frac{I_h}{I}\right]^2}$$

$$F_{HL-STR} = 1{,}08$$

Cálculo de la corriente del secundario de la fase A:

$$I_{pu}^2 = \sqrt{\sum_{h=1}^{h=hmax} \left[\frac{I_h}{I_1}\right]^2}$$

$$I_{pu}^2 = 0{,}59502602\ pu$$

La corriente óptima del equipo se refiere a la máxima carga que se puede instalar para evitar reducir el tiempo de vida.

Las pérdidas por corrientes de Eddy en condiciones armónicas serian:

$$P_{EC} = P_{EC-R} * \sum_{h=1}^{h=h_{max}} h^2 \left[\frac{I_h}{I_R}\right]^2$$

$$P_{EC} = 1{,}7888\ \text{W}$$

Las pérdidas parásitas son asumidas por que estas varían con el cuadrado de la corriente RMS y la frecuencia armónica a un factor de 0,8 como se muestra a continuación:

$$P_{OSL} = P_{OSL-R} * \sum_{h=1}^{h=h_{max}} h^{0.8} \left[\frac{I_h}{I_R}\right]^2$$

$$P_{OSL} = 2{,}52$$

Estas pérdidas se representan en por unidad:

$$P_{EC-R}(pu) = 1{,}84\ pu$$

$$P_{OSL-R}(pu) = 2{,}66\ pu$$

Cuando un transformador es utilizado en una red con armónicos de tensión y corriente, debido al incremento de las pérdidas, también aumenta la temperatura, y, por tal razón, su potencia nominal debe ser desclasificada.

Esta acción resulta posible cuando se limitan las pérdidas totales del transformador bajo condiciones no sinusoidales, al valor de las pérdidas a corriente de carga y tensión sinusoidales.

Es decir, la máxima corriente de carga del transformador con armónicos tiene que ser determinada por aquella que provocaría iguales pérdidas en condiciones sinusoidales.

Las pérdidas con carga por unidad (p.u.) sin armónicos y en condiciones nominales son iguales a:

$$P_{LL-R}(pu) = 1 + P_{EC-R}(pu) + P_{OSL-R}(pu)$$

$$P_{LL-R}(pu) = 5{,}49$$

La corriente permitida para el transformador sería expresada de la siguiente manera:

$$I_{max}(pu) = \sqrt{\frac{P_{LL-R}(pu)}{1 + [F_{HL} * P_{EC-R}(pu)] + [F_{HL-STR} * P_{OSL-R}(pu)]}}$$

$$I_{max}(pu) = 0{,}899417981$$

La corriente máxima que soportará el equipo ante la presencia del espectro armónico seleccionado será:

$$I_{max} = I_2 * I_{max}(pu)$$

$$I_{max} = 56{,}21362384\ \text{A}$$

Por lo tanto, si la intensidad del secundario del transformador de 15 kVA es de 56,213 A, la capacidad de transformación por la presencia de armónicos es de 14,943 kVA, despreciando la sobrecarga admisible.

En la Tabla 9, se presenta el resumen de los cálculos efectuados para determinar el incremento de pérdidas por la presencia de un espectro armónico en el transformador de distribución.

Tabla 9. Pérdidas por armónicos del transformador de 15 kVA, fase A.

Tipo de carga	Perdida nominal (W)	Pérdida con carga bajo corriente armónica (W)	Factor de Pérdida armónica	Pérdida con carga bajo corrección armónica (W)
Sin carga	68	68	……	68
I^2R	182,03	64,45	……	64,45
Corriente de Eddy en devanados	3,29	1,2	1,590	1,85
Otras pérdidas	6,68	2,3652	1,080	2,55
Total	260,000	135,979	……	136,855

Fuente. El autor

Los resultados de las pérdidas que generan los armónicos en el trasformador en la fase A los podemos observar en la Tabla 10.

Tabla 10. Resultados finales de las pérdidas de los armónicos, fase A.

FHL	FHL-STR	POSL	PEC	PECR (pu)	POSL-R (pu)	PLL-R (pu)	Imax (pu)	Imax (A)	Potencia sugerida (KVA)	Porcentaje de derrateo
1,59	1,08	2,52	1,788	1,84	2,66	5,49	0,899	56,213	13,491	89,942

Fuente. El autor

Para la Fase B, se aplicó el mismo procedimiento, los resultados se presentan en la Tabla 11.

Tabla 11. Cálculo de factores de pérdidas armónicas fase B.

% h	H	I_h	$\frac{I_h}{I_1}$	$\left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2$	h^2	$h^{0.8}$	$\left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2 h^2$	$\left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2 h^{0.8}$
100	1	34,90	0,558	0,31184	1	1,00	0,312	0,312
0,18	3	6,31	0,101	0,01021	9	2,41	0,092	0,025
0,08	5	2,92	0,047	0,00218	25	3,62	0,055	0,008
0,03	7	1,14	0,018	0,00033	49	4,74	0,016	0,002
0,04	9	1,38	0,022	0,00049	81	5,80	0,040	0,003
0,02	11	0,77	0,012	0,00015	121	6,81	0,019	0,001
		47,433	0,759	0,325	286,000	24,384	0,533	0,350

Fuente. El autor

La capacidad de transformación por la presencia de armónicos es de 14,943 kVA.

Tabla 12. Pérdidas por armónicos del transformador de 15 kVA, fase B

Tipo de carga	Perdida nominal (W)	Pérdida con carga bajo corriente armónica (W)	Factor de Pérdida armónica	Pérdida con carga bajo corrección armónica (W)
Sin carga	68	68	……	68
I^2R	182,03	59,20	……	59,20
Corriente de Eddy en devanados	3,29	1,1	1,590	1,70
Otras pérdidas	6,68	2,1725	1,080	2,35
Total	260,000	130,439	……	131,244

Fuente. El autor

Los resultados de las pérdidas que generan los armónicos en el trasformador en la fase B se exponen en la Tabla 13.

Tabla 13. Resultados finales de las pérdidas de los armónicos Fase B.

FHL	FHL-STR	POSL	PEC	PECR (pu)	POSL-R (pu)	PLL-R (pu)	Imax (pu)	Imax (A)	Potencia sugerida (KVA)	Porcentaje de derrateo
1,59	1,08	2,34	1,753	1,88	2,86	5,74	0,90	56,28	13,509	90,060

Fuente. El autor

4.2.4.2 Transformador de 25 kVA

Para el transformador de 25 kVA se tiene los datos de catálogo que se presentan en la Tabla 14:

Tabla 14. Parámetros del transformador de 25 kVA

Potencia (kVA)	Tipo	Tensión en primario (kV)	Tensión en secundario (kV)	Corriente en primario (A)	Corriente en secundario (A)
15	Monofásico	7,970	0,24	3,14	104,17
Pérdidas con carga (W)	**Pérdidas en vacío (W)**	**Relación de Transformación**	**R_1 (Ω)**	**R_2 (Ω)**	
289	98	33,20833333	12,32	0,01391	

Fuente. El autor

Al igual que para el transformador de 15 kVA, se aplicó un caso de estudio para el transformador de 25 kVA, el cual fue tomado en el mismo horario que el anterior, 20H00, que fue aplicado tanto en la fase A como en la fase B. (Tablas 15 y 16)

Tabla 15. Factores de pérdidas armónicas, fase A.

% h	H	I_h	$\frac{I_h}{I_1}$	$\left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2$	h^2	$h^{0.8}$	$\left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2 h^2$	$\left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2 h^{0.8}$
100	1	57,40	0,551	0,30369	1	1,00	0,304	0,304
0,19	3	10,68	0,103	0,01052	9	2,41	0,095	0,025
0,06	5	3,49	0,033	0,00112	25	3,62	0,028	0,004
0,03	7	1,70	0,016	0,00027	49	4,74	0,013	0,001
0,03	9	1,49	0,014	0,00021	81	5,80	0,017	0,001
0,01	11	0,73	0,007	0,00005	121	6,81	0,006	0,000
		75,494	0,725	0,316	286,000	24,384	0,462	0,336

Fuente. El autor

Tabla 16. Factores de pérdidas armónicas, fase B.

Factores de pérdidas armónicas								
% h	H	I_h	$\frac{I_h}{I_1}$	$\left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2$	h^2	$h^{0.8}$	$\left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2 h^2$	$\left(\frac{I_h}{I_1}\right)^2 h^{0.8}$
100	1	60,28	0,579	0,33489	1	1,00	0,335	0,335
0,21	3	12,37	0,119	0,01409	9	2,41	0,127	0,034
0,07	5	3,99	0,038	0,00147	25	3,62	0,037	0,005
0,04	7	2,20	0,021	0,00045	49	4,74	0,022	0,002
0,03	9	1,76	0,017	0,00028	81	5,80	0,023	0,002
0,02	11	1,11	0,011	0,00011	121	6,81	0,014	0,001
		81,713	0,784	0,351	286,000	24,384	0,557	0,379

Fuente. El autor

A continuación se presentan las pérdidas por armónicos del transformador de 25 kVA, fase A y fase B. (Tablas 17 y 18).

Tabla 17. Pérdidas por armónicos del transformador de 25 kVA, fase A

Tipo de carga	Perdida nominal (W)	Pérdida con carga bajo corriente armónica (W)	Factor de Pérdida armónica	Pérdida con carga bajo corrección armónica (W)
Sin carga	98	98	……	98
I^2R	272,15	85,96	……	85,96
Corriente de Eddy en devanados	5,56	1,8	1,450	2,55
Otras pérdidas	11,29	3,5651	1,070	3,81
Total	387,000	189,280	……	190,320

Fuente. El autor

Tabla 18. Pérdidas por armónicos del transformador de 25 kVA, Fase B

Tipo de carga	Perdida nominal (W)	Pérdida con carga bajo corriente armónica (W)	Factor de Pérdida armónica	Pérdida con carga bajo corrección armónica (W)
Sin carga	98	98	……	98
I^2R	272,15	95,61	……	95,61
Corriente de Eddy en devanados	5,56	2,0	1,650	3,22

Otras pérdidas	11,29	3,9652	1,090	4,32
Total	387,000	199,525	……	201,151

Fuente. El autor

A continuación, se exponen las pérdidas armónicas para el transformador de 25 kVA, en las tablas 19 y 20.

Tabla 19. Resultados finales de las pérdidas de los armónicos Fase A

FHL	**FHL-STR**	**POSL**	**PEC**	**PECR (pu)**	**POSL-R (pu)**	**PLL-R (pu)**	**Imax (pu)**	**Imax (A)**	**Potencia sugerida (KVA)**	**Porcentaje de derrateo**
1,45	1,07	3,79	2,568	2,16	2,98	6,14	0,915	95,38	22,893	91,573

Fuente. El autor

Tabla 20. Resultados finales de las pérdidas de los armónicos, fase B.

FHL	**FHL-STR**	**POSL**	**PEC**	**PECR (pu)**	**POSL-R (pu)**	**PLL-R (pu)**	**Imax (pu)**	**Imax (A)**	**Potencia sugerida (KVA)**	**Porcentaje de derrateo**
1,65	1,09	4,27	3,0979	1,79	2,64	5,44	0,891	92,86	22,286	89,146

Fuente. El autor

La capacidad de transformación por la presencia de armónicos en el transformador de 25 kVA en la Fase A es de 24,904 KVA y en la Fase B es de 24,907 kVA.

5. Metodología

Área de estudio

La línea de investigación del presente Trabajo de Titulación, tendrá un enfoque en los transformadores de distribución monofásicos y el efecto que producen cuando están sometidos a cargas no lineales.

Procedimiento

El presente trabajo investigativo se desarrolla con un enfoque cuantitativo, mediante la obtención de datos que permitan realizar evaluar un transformador monofásico con presencia de armónicos y su incidencia en el incremento de pérdidas.

Mediante un caso de estudio se analiza y aplica el estándar IEEE C57.110, para determinar cómo evaluar el transformador de 15 y 25 kVA, cuando por el transformador están circulando corrientes no sinusoidales, procedimiento de cálculo que se realiza utilizando cómo base de datos mediciones de calidad de energía de una cantidad determinada de transformadores de distribución monofásicos de la ciudad de Loja.

Procesamiento y análisis de datos

En la presente Trabajo se utilizaron los siguientes métodos:

Método Deductivo: Facilita la recopilación de información, el estudio de las técnicas modernas utilizadas en el análisis de redes eléctricas.

Método Inductivo: Se desarrollan secuencias de cálculo e inferencia estadística para determinar el derrateo en transformadores monofásicos de 15 y 25 kVA.

6. Resultados

Una vez depurados los datos de armónicos para los transformadores de 15 y 25 kVA, se procedió a hacer una prueba de normalidad mediante el software STATISTICA, se realizó las pruebas estadísticas que permitieron validar que la base de datos proviene de una distribución normal.

Se aplica la prueba de Kolmogorov-Smimov (lunes a viernes) y la prueba de Shapiro-Wilk's W para pruebas con un valor menor a 50 datos para sábado y domingo.

Aplicando las recomendaciones expuestas en el estándar ANSI IEEE C57.110, para estimar el valor máximo al que pueden trabajar los transformadores de 15 y 25 kVA cuando están sometidos a cargas no sinusoidales, se obtiene el derrateo de los mismos.

Para el de estudio del transformador de 15 y 25 kVA**,** se realiza el cálculo considerando un caso típico del valor promedio de las 20H00 tanto en la fase A como en la fase B con la presencia del espectro armónico, en el análisis desarrollado se puede evidenciar que la presencia de armónicos afecta la capacidad de carga del transformador, siendo preocupante el calentamiento que los trasformadores acumulan antes del pico de demanda, el proceso adiabático presente en el transformador puede aumentar el deterioro del equipo.

7. Discusión

Mediante el trabajo realizado y aplicando el estándar IEE C57.110, se realiza un proceso de cálculos que permite conocer el valor máximo al que pueden trabajar los transformadores de 15 y 25 KVA, de acuerdo con la cantidad de armónicos a los que se encuentran expuestos durante su funcionamiento.

Los transformadores de distribución monofásicos sometidos a cargas no lineales, deben ser limitados a trabajar a valores menores a su carga nominal para evitar su calentamiento y pérdida de vida útil, por lo cual la evaluación del efecto que producen estas cargas mediante el estándar IEEE C57.110 permite determinar una valoración de las pérdidas de corriente que se producen en los devanados del transformador y así obtener el valor real de carga al que puede trabajar aprovechando la máxima capacidad permisible.

Al aplicar el derrateo a los transformadores monofásicos, se pude garantizar que a pesar de disminuir su capacidad nominal de funcionamiento, se puede evitar que el equipo sufra sobrecalentamiento que afecte en su trabajo diario, sin reducir su vida útil.

8. Conclusiones

La Norma IEEE C57.91 permite analizar y obtener valores máximos de funcionamiento a los que pueden someterse los transformadores bajo la presencia de cargas armónicas.

Aplicando el estándar C57.110, se obtienen condiciones de funcionamiento a los que pueden condicionarse los transformadores de distribución monofásicos sometidos a cargas no lineales.

Es necesario establecer métodos y modelos de medición que permitan valorar el estado de operación y funcionamiento de los trasformadores de distribución monofásicos en tiempo real.

9. Recomendaciones

Desarrollar métodos y modelos que permitan interactuar con las bases de datos que emiten los registradores de calidad de energía para disminuir los tiempos de cálculo y depuración de las bases de datos.

A partir de una ampliación de la base de datos de mediciones estimar la proyección del comportamiento futuro de los coeficientes armónicos de pérdidas.

10. Bibliografía

[1] P. A. Pérez, *Transformadores de distribución. Teoría, cálculo, construcción y pruebas*: Reverté, 2020.

[2] M. A. R. Pozueta, "Transformadores," *Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética, Universidad de Cantabria*, 2012.

[3] J. FAEYZ, E. SABET-MARZOOGHI, M. SHARIFIAN, and S. FAKHERI, "Derating of distribution transformers for non-sinusoidal load currents using finite element method," 2004.

[4] O. H. Areu, J. G. S. Glean, and R. V. Estévez, "El problema de los armónicos en los transformadores. Estado mundial del arte," *Ingeniería Energética,* vol. 26, no. 2, pp. 3-8, 2005.

[5] J. Faiz, M. Ghazizadeh, and H. Oraee, "Derating of transformers under non-linear load current and non-sinusoidal voltage–an overview," *IET Electric Power Applications,* vol. 9, no. 7, pp. 486-495, 2015.

[6] A. B. Espinosa, "ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS EN UN TRANSFORMADOR DE SUBESTACIÓN BAJO CARGAS NO LINEALES Y DESBALANCEADAS."

[7] T. Dao, B. Phung, and T. Blackburn, "Effects of voltage harmonics on distribution transformer losses." pp. 1-5.

[8] "IEEE Recommended Practice for Establishing Liquid-Filled and Dry-Type Power and Distribution Transformer Capability When Supplying Nonsinusoidal Load Currents - Redline," *IEEE Std C57.110-2008 (Revision of IEEE Std C57.110-1998) - Redline*, pp. 1-67, 2008.

[9] R. E. F. Díaz, G. A. M. Carvajal, J. C. C. Velasco, G. O. Plata, and W. G. Picón, "Recomendaciones prácticas para la evaluación de la carga de un transformador sometido a corrientes no sinusoidales," *Inge Cuc,* vol. 10, no. 1, pp. 63-74, 2014.

[10] J. E. Carrión González, A. A. Martínez García, A. del Castillo Serpa, O. Hernández Areu, and M. del Cisne Carrión González, "Efectos de los armónicos de corriente en las pérdidas de transformadores de distribución monofásicos," *Ingeniería Energética,* vol. 40, no. 2, pp. 112-127, 2019.

[11] "IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators," *IEEE Std C57.91-2011 (Revision of IEEE Std C57.91-1995)*, pp. 1-123, 2012.

[12] "IEEE Recommended Practice for Establishing Liquid-Immersed and Dry-Type Power and Distribution Transformer Capability When Supplying Nonsinusoidal Load Currents," *IEEE Std C57.110(TM)-2018 (Revision of IEEE Std C57.110-2008)*, pp. 1-68, 2018.

[13] "IEEE Standard Test Code for Dry-Type Distribution and Power Transformers - Redline," *IEEE Std C57.12.91-2011 (Revision of IEEE Std C57.12.91-2001) - Redline*, pp. 1-125, 2012.

[14] "IEEE Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers Corrigendum 1:Editorial and Technical Corrections," *IEEE Std C57.12.90-2015/Cor 1-2017 (Corrigendum to IEEE Std C57.12.90-2015)*, pp. 1-13, 2017.

[15] D. Yildirim, and E. F. Fuchs, "Measured transformer derating and comparison with harmonic loss factor (F/sub HL/) approach," *IEEE Transactions on Power Delivery,* vol. 15, no. 1, pp. 186-191, 2000.

[16] A. Elmoudi, M. Lehtonen, and H. Nordman, "Corrected winding eddy-current harmonic loss factor for transformers subject to nonsinusoidal load currents." pp. 1-6.

[17] J. E. Carrión González, A. Martínez García, A. del Castillo Serpa, M. d. C. Carrión González, R. P. Merino Vivanco, and K. A. Alulima Carrión, "Procedure to Evaluate the Impact in Distribution Single Phase Transformers Due to Insertion of New Nonlinear Load Which Changes Daily Demand Graphs," *Energies,* vol. 12, no. 20, pp. 3923, 2019.

[18] J. Gómez-Sarduy, E. Quispe, R. Reyes-Calvo, V. Sousa-Santos, and P. Viego-Felipe, "Influencia de los armónicos de corriente sobre las pérdidas en los transformadores de

distribución monofásicos con derivación central," *El hombre y la Máquina*, no. 45, pp. 33-43, 2014.

[19] M. Shareghi, B. Phung, M. Naderi, T. Blackburn, and E. Ambikairajah, "Effects of current and voltage harmonics on distribution transformer losses." pp. 633-636.

[20] L. M. Tauber, "La construcción del significado de la distribución normal a partir de actividades de análisis de datos," Universidad de Sevilla, Departamento de Didáctica de las Matemáticas, 2001.

11. Anexos

Anexo 1. Tabla de promedios de armónicos para Transformador de 15kVA lunes-viernes

TABLA DE PROMEDIO DE TRANSFORMADORES DE 15 KVA FHL

		PROM FA						PROM FA	PROM FB						PROM FB
DIA	HORA	I1A	I3A	I5A	I7A	I9A	I11A	FHL A	I1B	I3B	I5B	I7B	I9B	I11B	FHL B
LUNES	01H00	25,23	2,20	1,66	0,82	0,71	0,33	1,23	21,79	2,60	1,67	0,71	0,85	0,37	1,59
	02H00	23,92	2,11	1,62	0,87	0,66	0,32	1,25	21,15	2,06	1,35	0,62	0,73	0,34	1,51
	03H00	23,00	1,90	1,53	0,89	0,68	0,31	1,24	21,18	2,12	1,35	0,67	0,75	0,32	1,43
	04H00	25,04	2,15	1,58	0,82	0,73	0,34	1,21	21,90	2,32	1,40	0,71	0,83	0,36	1,46
	05H00	25,47	2,25	1,58	0,79	0,72	0,35	1,24	21,80	2,23	1,29	0,64	0,81	0,35	1,45
	06H00	24,24	2,30	1,55	0,74	0,76	0,38	1,25	24,32	2,70	1,45	0,63	0,90	0,46	1,44
	07H00	23,93	2,73	1,44	0,60	0,59	0,29	1,24	23,58	3,27	1,50	0,52	0,68	0,38	1,27
	08H00	25,37	2,79	1,41	0,58	0,48	0,21	1,16	22,19	3,01	1,38	0,57	0,56	0,24	1,23
	09H00	26,80	2,89	1,38	0,58	0,45	0,15	1,15	21,79	2,98	1,52	0,68	0,53	0,20	1,34
	10H00	27,74	3,11	1,53	0,59	0,52	0,16	1,14	23,97	3,56	1,91	0,79	0,61	0,25	1,51
	11H00	28,40	3,37	1,64	0,65	0,57	0,20	1,20	25,01	3,72	1,91	0,78	0,57	0,25	1,34
	12H00	28,22	3,16	1,61	0,70	0,54	0,17	1,18	22,90	3,63	1,99	0,87	0,57	0,22	1,42
	13H00	27,49	3,31	1,71	0,76	0,54	0,20	1,19	22,90	3,53	1,90	0,83	0,58	0,23	1,48
	14H00	29,42	3,49	1,95	0,88	0,55	0,25	1,29	25,53	3,62	2,00	0,82	0,52	0,28	1,37
	15H00	27,11	3,41	1,97	0,90	0,53	0,25	1,33	25,15	4,06	2,06	0,87	0,55	0,28	1,39
	16H00	25,96	3,34	1,89	0,93	0,50	0,24	1,39	22,41	3,83	1,95	0,89	0,47	0,27	1,48
	17H00	24,58	3,04	1,79	0,86	0,45	0,24	1,35	22,00	3,72	1,87	0,81	0,45	0,29	1,54
	18H00	25,96	2,92	1,65	0,78	0,46	0,25	1,22	21,85	3,43	1,72	0,80	0,52	0,31	1,48
	19H00	28,95	3,76	1,84	0,84	0,75	0,35	1,27	26,18	4,38	1,88	0,75	0,87	0,43	1,46
	20H00	36,55	5,97	2,84	1,36	1,22	0,67	1,59	34,90	6,31	2,92	1,14	1,38	0,77	1,62
	21H00	37,09	6,30	3,18	1,41	1,26	0,73	1,58	35,14	6,98	3,19	1,39	1,48	0,86	1,79
	22H00	33,61	5,55	2,89	1,35	1,17	0,71	1,63	33,15	6,46	3,17	1,38	1,46	0,76	1,91
	23H00	31,36	4,76	2,78	1,23	1,13	0,64	1,57	29,25	5,43	2,77	1,19	1,30	0,65	1,86
	24H00	26,61	3,27	2,14	1,05	0,95	0,48	1,38	25,03	3,94	2,05	1,00	1,05	0,48	1,75
MARTES	01H00	24,36	2,69	1,80	0,95	0,82	0,39	1,34	21,75	2,66	1,52	0,78	0,80	0,38	1,74
	02H00	22,49	2,11	1,46	0,81	0,72	0,39	1,24	20,66	2,15	1,35	0,71	0,68	0,36	1,64
	03H00	23,07	1,99	1,40	0,77	0,71	0,35	1,21	21,05	2,07	1,34	0,68	0,67	0,36	1,66
	04H00	22,48	2,07	1,51	0,74	0,78	0,37	1,32	21,12	2,30	1,38	0,67	0,77	0,37	1,62
	05H00	23,19	1,97	1,45	0,70	0,74	0,37	1,25	21,46	2,49	1,48	0,72	0,75	0,38	1,60
	06H00	23,68	2,26	1,38	0,70	0,74	0,39	1,17	22,43	2,84	1,53	0,68	0,79	0,41	1,73
	07H00	23,46	2,60	1,45	0,57	0,57	0,28	1,17	23,90	3,27	1,55	0,56	0,71	0,36	1,34
	08H00	23,55	2,83	1,47	0,59	0,49	0,23	1,19	24,44	2,98	1,35	0,51	0,55	0,27	1,22
	09H00	24,59	2,71	1,40	0,55	0,45	0,18	1,17	20,91	3,03	1,50	0,57	0,49	0,21	1,23
	10H00	27,47	3,29	1,64	0,49	0,57	0,19	1,15	23,05	3,27	1,69	0,65	0,64	0,21	1,28
	11H00	28,22	3,53	1,71	0,63	0,60	0,18	1,17	22,84	3,46	1,83	0,73	0,71	0,24	1,34
	12H00	28,65	3,41	1,74	0,67	0,59	0,18	1,21	23,19	3,40	1,78	0,74	0,64	0,23	1,33
	13H00	28,17	3,14	1,62	0,69	0,52	0,22	1,15	24,99	3,33	1,66	0,78	0,58	0,28	1,33
	14H00	26,73	3,29	1,75	0,76	0,51	0,28	1,22	22,88	3,39	1,86	0,88	0,54	0,29	1,38
	15H00	25,98	3,53	1,85	0,89	0,55	0,27	1,34	23,33	3,83	1,97	1,00	0,58	0,28	1,46

	16H00	25,60	3,32	1,79	0,85	0,51	0,29	1,29	23,54	3,75	1,92	0,98	0,56	0,28	1,42
	17H00	26,38	3,26	1,89	0,83	0,50	0,29	1,32	21,81	3,54	1,92	0,92	0,53	0,31	1,43
	18H00	25,55	3,23	1,75	0,77	0,50	0,30	1,25	24,19	3,80	2,01	0,96	0,60	0,35	1,53
	19H00	28,66	4,18	1,98	0,95	0,84	0,38	1,42	29,42	5,00	2,35	0,97	0,93	0,46	1,50
	20H00	36,63	5,74	3,00	1,51	1,29	0,76	1,66	33,86	6,81	3,30	1,24	1,40	0,85	1,78
	21H00	35,15	6,17	3,20	1,62	1,35	0,75	1,82	35,01	7,21	3,39	1,45	1,45	0,86	1,81
	22H00	32,72	5,56	3,10	1,59	1,30	0,68	1,80	32,93	6,60	3,31	1,41	1,39	0,79	1,84
	23H00	30,19	4,78	2,95	1,46	1,24	0,59	1,69	29,24	5,39	2,83	1,19	1,33	0,69	1,81
	24H00	25,92	3,20	2,26	1,14	0,95	0,45	1,64	25,41	3,83	2,20	1,00	1,16	0,49	1,82
MIERCOLES	01H00	24,05	2,15	1,54	0,87	0,79	0,33	1,25	22,13	2,76	1,66	0,89	0,87	0,38	1,70
	02H00	22,84	1,99	1,37	0,83	0,71	0,33	1,22	21,12	2,06	1,26	0,75	0,71	0,34	1,60
	03H00	23,26	1,89	1,38	0,81	0,69	0,32	1,26	21,06	2,09	1,29	0,73	0,70	0,31	1,62
	04H00	23,86	1,95	1,42	0,81	0,73	0,33	1,23	20,78	2,21	1,26	0,69	0,76	0,35	1,68
	05H00	24,07	2,28	1,50	0,77	0,75	0,39	1,26	21,14	2,48	1,38	0,71	0,78	0,39	1,58
	06H00	24,46	2,52	1,52	0,78	0,88	0,44	1,33	22,89	3,02	1,65	0,81	0,84	0,45	1,64
	07H00	24,36	2,97	1,63	0,68	0,67	0,31	1,28	24,20	3,39	1,63	0,63	0,68	0,39	1,26
	08H00	25,30	3,05	1,55	0,60	0,49	0,23	1,19	24,43	3,31	1,41	0,49	0,55	0,29	1,25
	09H00	26,78	2,96	1,49	0,61	0,52	0,19	1,14	25,51	3,38	1,59	0,66	0,66	0,26	1,23
	10H00	28,87	3,20	1,54	0,66	0,59	0,23	1,16	24,70	3,76	1,98	0,87	0,75	0,24	1,49
	11H00	28,80	3,17	1,53	0,62	0,61	0,20	1,17	24,81	3,68	1,95	0,80	0,69	0,24	1,42
	12H00	30,71	3,07	1,50	0,55	0,50	0,14	1,11	26,73	3,58	1,89	0,76	0,65	0,22	1,32
	13H00	29,17	3,22	1,79	0,72	0,50	0,17	1,20	24,93	3,46	1,86	0,76	0,58	0,20	1,35
	14H00	26,49	3,27	1,90	0,79	0,49	0,22	1,32	24,13	3,48	1,84	0,74	0,53	0,26	1,35
	15H00	27,91	3,51	2,06	0,94	0,52	0,27	1,40	25,42	3,72	1,91	0,85	0,58	0,30	1,37
	16H00	24,91	3,21	1,99	0,94	0,50	0,28	1,38	23,10	3,66	1,90	0,93	0,50	0,29	1,48
	17H00	26,76	3,38	2,06	0,99	0,53	0,27	1,54	24,41	3,62	1,82	0,86	0,50	0,28	1,32
	18H00	26,65	3,82	2,20	1,07	0,57	0,29	1,58	24,54	4,00	1,87	0,90	0,58	0,30	1,47
	19H00	30,25	4,60	2,32	1,05	1,00	0,40	1,40	28,97	5,14	2,53	0,91	1,03	0,47	1,52
	20H00	37,12	5,77	3,25	1,62	1,40	0,66	1,63	35,52	6,90	3,70	1,48	1,58	0,80	1,70
	21H00	38,14	5,66	3,09	1,51	1,32	0,60	1,54	35,94	7,22	3,76	1,58	1,56	0,74	1,80
	22H00	35,61	5,11	2,95	1,40	1,26	0,59	1,50	33,33	6,67	3,53	1,47	1,46	0,70	1,81
	23H00	33,15	4,39	2,56	1,23	1,19	0,61	1,52	28,78	5,59	3,03	1,32	1,29	0,57	1,79
	24H00	28,20	3,60	2,39	1,11	1,05	0,43	1,48	25,55	4,05	2,33	1,01	1,04	0,38	1,56
JUEVES	01H00	24,71	2,64	1,88	1,03	0,83	0,34	1,42	22,58	3,02	1,84	0,89	0,80	0,33	1,51
	02H00	22,81	2,11	1,52	0,90	0,67	0,33	1,24	20,81	2,46	1,56	0,79	0,71	0,34	1,55
	03H00	24,44	2,31	1,68	0,93	0,69	0,36	1,33	21,19	2,27	1,48	0,77	0,72	0,36	1,56
	04H00	24,10	2,28	1,66	0,93	0,71	0,35	1,27	20,54	2,15	1,40	0,75	0,72	0,36	1,50
	05H00	24,28	2,21	1,61	0,87	0,70	0,37	1,26	20,67	2,32	1,40	0,76	0,74	0,37	1,57
	06H00	25,00	2,42	1,61	0,82	0,77	0,42	1,33	21,74	2,66	1,56	0,76	0,84	0,46	1,57
	07H00	23,76	2,83	1,65	0,71	0,63	0,30	1,25	21,83	3,11	1,58	0,60	0,71	0,39	1,38
	08H00	24,24	2,90	1,41	0,52	0,46	0,22	1,15	21,04	3,04	1,44	0,61	0,54	0,26	1,29
	09H00	24,61	3,07	1,55	0,65	0,48	0,20	1,26	21,33	2,96	1,44	0,57	0,50	0,21	1,42
	10H00	30,12	3,97	2,01	0,67	0,58	0,25	1,22	24,01	3,64	1,77	0,70	0,66	0,25	1,45
	11H00	30,67	4,16	2,03	0,79	0,68	0,19	1,25	28,68	3,84	1,92	0,80	0,69	0,28	1,24
	12H00	31,49	3,91	1,97	0,83	0,69	0,19	1,20	26,05	3,40	1,81	0,79	0,67	0,21	1,31
	13H00	29,43	3,68	1,93	0,87	0,63	0,22	1,23	23,12	3,24	1,75	0,82	0,64	0,22	1,38
	14H00	27,52	3,65	2,03	0,86	0,51	0,25	1,27	23,97	3,65	1,91	0,84	0,57	0,31	1,47
	15H00	27,00	3,87	2,16	0,93	0,52	0,27	1,40	25,43	3,92	2,10	0,94	0,59	0,30	1,47
	16H00	29,37	3,99	2,22	1,01	0,55	0,28	1,47	25,21	3,84	2,12	1,02	0,61	0,30	1,43
	17H00	28,48	3,59	1,90	0,86	0,54	0,27	1,26	23,94	3,80	2,01	0,94	0,61	0,28	1,48

	18H00	28,55	3,50	1,84	0,85	0,58	0,27	1,34	27,20	3,88	1,85	0,92	0,73	0,35	1,37
	19H00	29,95	4,25	1,98	0,97	0,98	0,42	1,38	28,35	5,12	2,39	0,97	1,05	0,50	1,60
	20H00	36,48	5,59	3,08	1,52	1,40	0,63	1,58	35,41	6,88	3,66	1,51	1,62	0,79	1,78
	21H00	36,93	5,95	3,31	1,57	1,41	0,64	1,62	35,61	6,94	3,74	1,58	1,53	0,76	1,75
	22H00	36,01	5,81	3,21	1,65	1,38	0,62	1,58	33,91	6,32	3,53	1,46	1,48	0,71	1,71
	23H00	34,24	4,95	3,02	1,57	1,28	0,58	1,54	29,48	5,01	3,02	1,28	1,36	0,64	1,70
	24H00	28,67	3,67	2,67	1,41	1,03	0,44	1,51	26,39	4,06	2,53	1,11	1,20	0,50	1,66
VIERNES	01H00	26,86	2,99	2,20	1,16	0,87	0,39	1,41	23,60	3,23	1,99	0,93	0,98	0,46	1,56
	02H00	24,21	2,47	1,83	1,03	0,76	0,40	1,34	21,85	2,55	1,62	0,85	0,75	0,41	1,55
	03H00	24,30	2,47	1,79	1,00	0,73	0,41	1,46	21,68	2,43	1,55	0,85	0,72	0,40	1,49
	04H00	25,24	2,57	1,80	0,98	0,77	0,40	1,49	23,07	2,33	1,50	0,83	0,76	0,39	1,38
	05H00	25,13	2,36	1,62	0,84	0,77	0,42	1,31	22,20	2,32	1,37	0,70	0,73	0,43	1,33
	06H00	24,78	2,52	1,59	0,87	0,84	0,45	1,37	23,31	2,76	1,53	0,78	0,82	0,45	1,40
	07H00	25,21	2,72	1,51	0,64	0,66	0,42	1,26	23,99	3,21	1,50	0,60	0,68	0,39	1,33
	08H00	23,40	2,74	1,40	0,50	0,48	0,28	1,23	21,60	3,22	1,34	0,52	0,55	0,30	1,29
	09H00	26,62	2,90	1,40	0,54	0,49	0,20	1,17	22,65	3,30	1,46	0,60	0,63	0,24	1,31
	10H00	25,49	3,52	1,77	0,69	0,61	0,21	1,23	22,75	3,59	1,68	0,71	0,69	0,22	1,36
	11H00	27,32	3,49	1,78	0,72	0,59	0,23	1,24	24,96	3,73	1,96	0,77	0,67	0,21	1,50
	12H00	27,83	3,31	1,79	0,81	0,57	0,21	1,24	23,95	3,66	1,96	0,82	0,63	0,26	1,44
	13H00	26,61	3,04	1,74	0,75	0,47	0,21	1,19	23,98	3,44	1,82	0,79	0,56	0,29	1,38
	14H00	25,74	3,14	1,86	0,84	0,51	0,26	1,33	22,55	3,31	1,72	0,78	0,58	0,30	1,36
	15H00	26,69	3,80	2,27	1,05	0,53	0,27	1,41	23,81	3,51	1,83	0,86	0,64	0,34	1,35
	16H00	25,08	3,49	2,02	0,93	0,49	0,27	1,41	22,38	3,58	1,95	0,92	0,61	0,33	1,44
	17H00	23,77	3,12	1,86	0,87	0,48	0,25	1,34	24,32	3,37	1,94	0,90	0,57	0,31	1,38
	18H00	24,68	3,12	1,82	0,87	0,51	0,25	1,39	22,94	3,18	1,73	0,83	0,56	0,30	1,35
	19H00	29,17	3,83	1,83	0,91	0,86	0,36	1,33	26,17	4,08	2,04	0,83	0,91	0,38	1,45
	20H00	38,31	5,64	2,94	1,48	1,37	0,69	1,51	32,70	6,16	3,27	1,29	1,46	0,75	1,67
	21H00	37,33	5,83	3,14	1,59	1,41	0,69	1,58	33,84	6,36	3,21	1,38	1,50	0,73	1,71
	22H00	33,58	5,50	3,04	1,49	1,29	0,61	1,62	32,30	5,97	3,13	1,26	1,41	0,68	1,72
	23H00	29,44	4,53	2,65	1,34	1,20	0,55	1,60	27,38	5,14	2,78	1,18	1,29	0,53	1,78
	24H00	26,95	3,68	2,34	1,17	1,06	0,49	1,51	24,73	3,92	2,26	1,01	1,10	0,47	1,78

Anexo 2. Tabla de promedios de armónicos para Transformador de 15 kVA sábado y domingo

TABLA DE PROMEDIO DE TRANSFORMADORES DE 15 KVA FHL

		PROM FA						PROM FA	PROM FB						PROM FB
DIA	HORA	I1A	I3A	I5A	I7A	I9A	I11A	FHL A	I1B	I3B	I5B	I7B	I9B	I11B	FHL B
SABADO	01H00	26,42	2,46	1,82	0,99	0,79	0,41	1,30	22,21	3,01	1,64	0,85	0,86	0,40	1,67
	02H00	25,03	1,98	1,57	0,86	0,66	0,38	1,17	20,48	2,52	1,49	0,79	0,72	0,41	1,58
	03H00	24,50	1,92	1,55	0,82	0,64	0,37	1,19	21,21	2,46	1,46	0,76	0,68	0,38	1,46
	04H00	24,75	2,10	1,43	0,71	0,64	0,34	1,17	22,52	2,61	1,53	0,78	0,64	0,34	1,40
	05H00	24,51	2,09	1,44	0,75	0,68	0,38	1,16	20,77	2,54	1,42	0,72	0,64	0,37	1,46
	06H00	24,07	2,24	1,47	0,73	0,77	0,41	1,21	20,57	2,49	1,34	0,66	0,73	0,39	1,44
	07H00	23,50	2,27	1,23	0,47	0,58	0,30	1,19	20,07	2,43	1,24	0,54	0,62	0,34	1,23
	08H00	27,82	2,25	1,35	0,47	0,35	0,18	1,14	20,77	2,50	1,34	0,60	0,44	0,23	1,26
	09H00	23,65	2,52	1,50	0,58	0,43	0,20	1,13	20,71	2,67	1,39	0,59	0,45	0,22	1,34
	10H00	28,39	2,99	1,56	0,60	0,56	0,23	1,15	22,91	3,09	1,62	0,67	0,55	0,23	1,32
	11H00	29,65	3,48	1,95	0,75	0,66	0,20	1,22	25,04	3,36	1,82	0,77	0,59	0,20	1,29
	12H00	33,57	3,55	1,96	0,72	0,61	0,23	1,15	27,31	3,43	1,88	0,87	0,60	0,23	1,46
	13H00	31,46	3,47	1,86	0,65	0,55	0,25	1,15	26,64	3,54	1,86	0,84	0,59	0,25	1,32
	14H00	27,55	2,97	1,68	0,70	0,50	0,24	1,22	24,94	3,53	1,85	0,85	0,62	0,29	1,38
	15H00	26,24	3,10	1,70	0,81	0,56	0,28	1,23	26,20	3,30	1,73	0,86	0,61	0,29	1,27
	16H00	27,20	3,12	1,81	0,88	0,54	0,26	1,25	25,17	3,10	1,69	0,90	0,53	0,27	1,27
	17H00	26,70	2,93	1,70	0,79	0,49	0,25	1,21	23,00	3,28	1,78	0,90	0,57	0,29	1,38
	18H00	25,22	2,80	1,57	0,73	0,49	0,24	1,27	22,15	3,28	1,73	0,82	0,56	0,27	1,39
	19H00	30,58	3,91	1,84	0,90	0,80	0,33	1,26	26,14	4,03	1,98	0,78	0,79	0,38	1,41
	20H00	37,52	5,37	2,56	1,27	1,23	0,63	1,42	32,85	5,80	2,81	1,06	1,29	0,73	1,56
	21H00	35,34	5,59	2,74	1,26	1,30	0,69	1,49	33,91	6,18	2,87	1,12	1,43	0,74	1,64
	22H00	32,69	5,04	2,58	1,14	1,27	0,72	1,54	30,99	5,82	2,81	1,15	1,47	0,69	1,82
	23H00	32,18	4,57	2,57	1,15	1,27	0,67	1,41	28,39	5,16	2,75	1,11	1,43	0,64	1,77
	24H00	28,65	3,78	2,16	1,11	1,02	0,50	1,43	26,06	4,14	2,11	0,85	1,17	0,50	1,56
DOMINGO	01H00	27,69	2,83	1,72	0,88	0,83	0,45	1,20	22,92	3,24	1,61	0,73	0,87	0,43	1,64
	02H00	25,53	2,27	1,51	0,76	0,66	0,38	1,19	21,17	2,46	1,30	0,57	0,69	0,38	1,55
	03H00	24,76	2,25	1,58	0,81	0,69	0,36	1,21	21,63	2,40	1,34	0,62	0,67	0,36	1,43
	04H00	24,63	2,38	1,59	0,82	0,72	0,34	1,22	21,76	2,40	1,44	0,66	0,69	0,34	1,55
	05H00	24,47	2,29	1,53	0,78	0,73	0,38	1,19	20,64	2,32	1,37	0,64	0,72	0,37	1,45
	06H00	24,42	2,26	1,51	0,80	0,77	0,38	1,13	20,89	2,46	1,32	0,65	0,83	0,38	1,45
	07H00	21,62	2,06	1,30	0,59	0,50	0,26	1,11	18,16	2,26	1,15	0,45	0,54	0,30	1,14
	08H00	22,19	1,97	1,27	0,50	0,32	0,16	1,10	17,97	2,30	1,24	0,53	0,42	0,25	1,25
	09H00	19,77	2,42	1,41	0,66	0,39	0,15	1,21	18,09	2,79	1,56	0,71	0,46	0,22	1,47
	10H00	26,52	3,31	1,74	0,72	0,58	0,22	1,27	22,91	3,20	1,75	0,80	0,63	0,25	1,29
	11H00	28,43	3,58	1,92	0,83	0,69	0,22	1,23	22,83	3,45	1,97	0,91	0,68	0,23	1,48
	12H00	25,95	3,36	1,86	0,74	0,66	0,21	1,27	22,80	3,34	1,93	0,82	0,64	0,20	1,39
	13H00	27,26	3,08	1,81	0,76	0,66	0,23	1,24	25,32	3,25	1,89	0,76	0,67	0,25	1,30
	14H00	26,13	3,39	1,98	0,84	0,56	0,26	1,28	23,09	3,28	1,82	0,81	0,59	0,28	1,41
	15H00	27,01	3,53	2,04	0,91	0,57	0,27	1,32	24,23	3,23	1,71	0,84	0,63	0,30	1,39
	16H00	26,05	3,07	1,91	0,91	0,47	0,24	1,30	23,31	3,07	1,72	0,85	0,51	0,26	1,38

	17H00	26,14	3,17	2,02	0,89	0,42	0,25	1,32	23,03	3,02	1,78	0,85	0,46	0,25	1,54
	18H00	26,53	3,18	1,85	0,87	0,49	0,27	1,29	22,10	3,15	1,71	0,81	0,48	0,26	1,35
	19H00	29,80	3,86	1,81	0,78	0,82	0,41	1,23	26,55	4,40	2,11	0,78	0,94	0,45	1,52
	20H00	36,17	5,59	2,77	1,22	1,39	0,71	1,52	32,87	6,16	3,04	1,16	1,51	0,81	1,79
	21H00	37,08	5,76	2,98	1,26	1,44	0,72	1,60	33,90	6,87	3,22	1,34	1,60	0,80	1,90
	22H00	33,02	5,00	2,76	1,20	1,33	0,71	1,58	31,54	5,77	2,88	1,25	1,45	0,68	1,80
	23H00	30,51	4,12	2,70	1,20	1,19	0,56	1,50	27,24	4,86	2,66	1,02	1,33	0,59	1,82
	24H00	27,77	3,14	2,19	0,94	0,95	0,43	1,34	23,97	3,82	2,20	0,78	1,15	0,48	1,73

Anexo 3. Pérdidas para transformadores de 15 kVA con factor de otras pérdidas parásitas FHL-STR lunes-viernes

I1A

Summary Statistics:I1A

Valid N=120

Mean= 27,673115

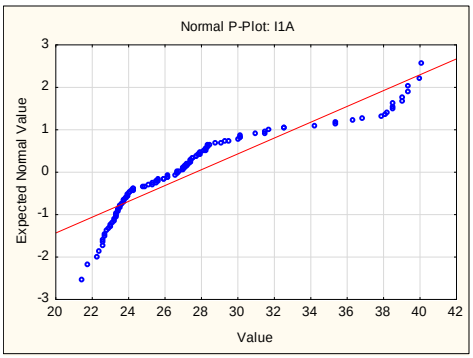
Median= 26,744667

Minimum= 21,442000

Maximum= 40,156917

Std.Dev.= 4,897945

Standard Error= 0,447119



I3A

Summary Statistics:I3A

Valid N=120

Mean= 3,907155

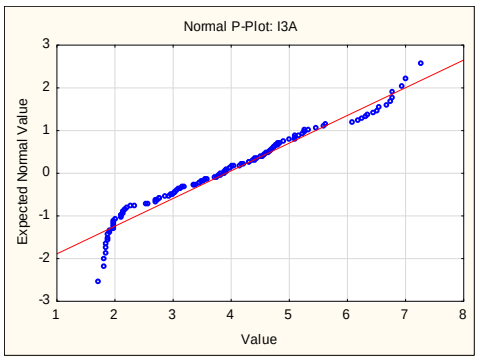
Median= 3,893083

Minimum= 1,714667

Maximum= 7,266417

Std.Dev.= 1,491321

Standard Error= 0,136138



I5A

Summary Statistics:I5A

Valid N=120

Mean= 2,090575

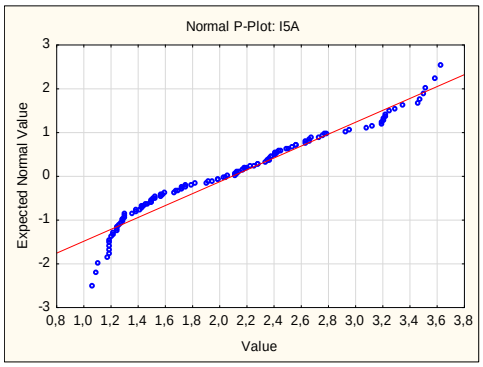
Median= 2,087708

Minimum= 1,071917

Maximum= 3,624583

Std.Dev.= 0,707564

Standard Error= 0,064591



I7A

Summary Statistics:I7A

Valid N=120

Mean= 1,080304

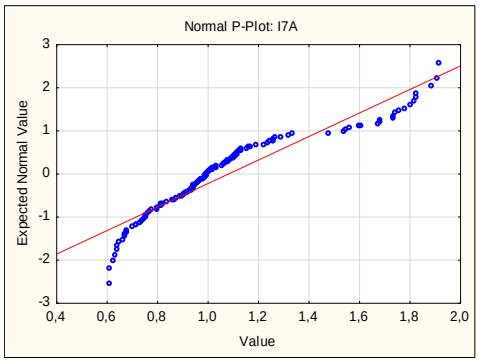
Median= 0,999083

Minimum= 0,611083

Maximum= 1,919083

Std.Dev.= 0,343738

Standard Error= 0,031379



I9A

Summary Statistics:I9A

Valid N=120

Mean= 0,731520

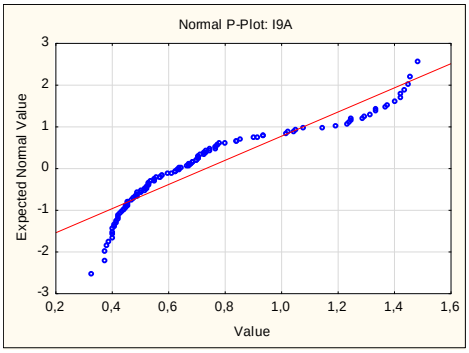
Median= 0,644333

Minimum= 0,327750

Maximum= 1,482417

Std.Dev.= 0,318280

Standard Error= 0,029055



I11A

Summary Statistics:I11A

Valid N=120

Mean= 0,391175

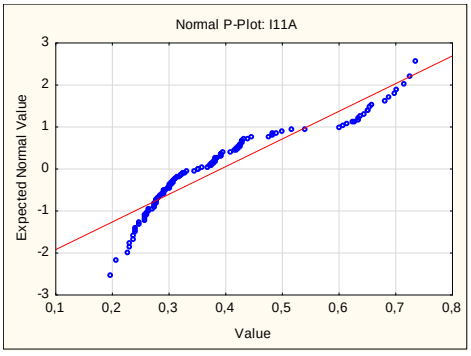
Median= 0,355708

Minimum= 0,198667

Maximum= 0,736667

Std.Dev.= 0,140687

Standard Error= 0,012843



FHL-STRA

Summary Statistics:FHL-STRA

Valid N=120

Mean= 1,049656

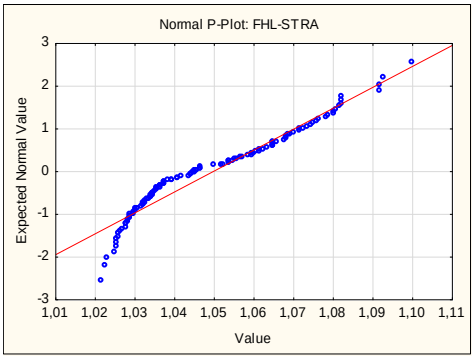
Median= 1,045250

Minimum= 1,021750

Maximum= 1,099833

Std.Dev.= 0,019540

Standard Error= 0,001784



I1B

Summary Statistics:I1B

Valid N=120

Mean= 27,056872

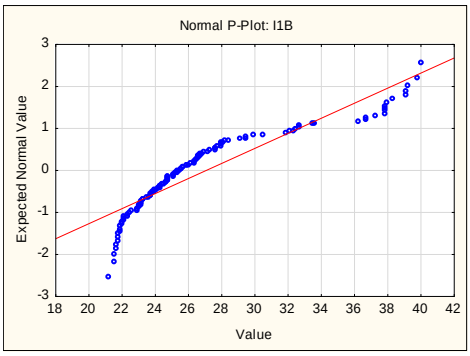
Median= 25,526000

Minimum= 21,185167

Maximum= 40,072250

Std.Dev.= 5,075688

Standard Error= 0,463345



I3B

Summary Statistics:I3B

Valid N=120

Mean= 4,320319

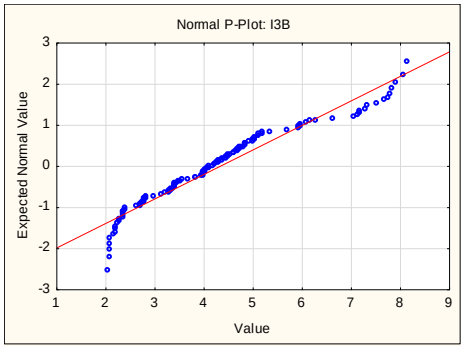
Median= 4,149125

Minimum= 2,057167

Maximum= 8,140750

Std.Dev.= 1,609134

Standard Error= 0,146893



I5B

Summary Statistics:I5B

Valid N=120

Mean= 2,098281

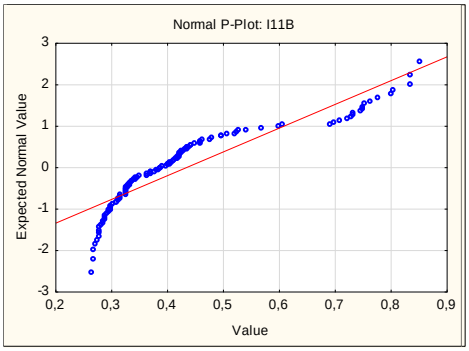
Median= 2,112542

Minimum= 1,078333

Maximum= 3,931000

Std.Dev.= 0,727357

Standard Error= 0,066398



I7B

Summary Statistics:I7B

Valid N=120

Mean= 1,041231

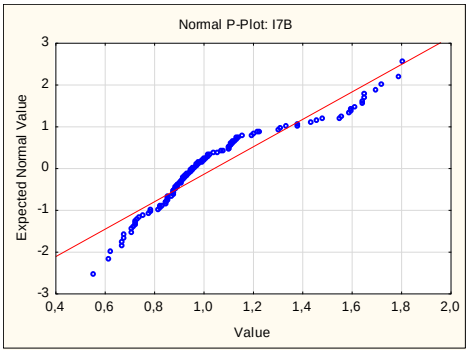
Median= 0,961125

Minimum= 0,551833

Maximum= 1,803917

Std.Dev.= 0,285799

Standard Error= 0,026090



I9B

Summary Statistics:I9B

Valid N=120

Mean= 0,797613

Median= 0,699083

Minimum= 0,425667

Maximum= 1,654333

Std.Dev.= 0,349729

Standard Error= 0,031926

I11B

Summary Statistics:I11B

Valid N=120

Mean= 0,433074

Median= 0,389542

Minimum= 0,263833

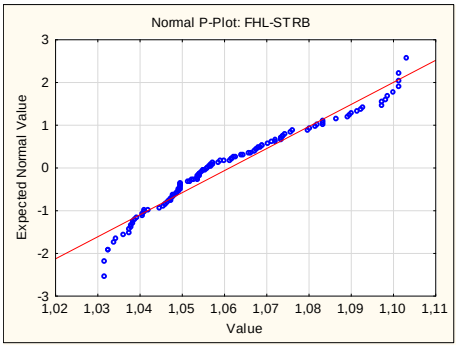
Maximum= 0,851917

Std.Dev.= 0,157381

Standard Error= 0,014367

FHL-STRB

Summary Statistics:FHL-STRB



Valid N=120

Mean= 1,061165

Median= 1,056208

Minimum= 1,031667

Maximum= 1,103333

Std.Dev.= 0,018674

Standard Error= 0,001705

Anexo 4. Tabla de estadísticas Descriptivas para transformador de 15 kVA FHL-STR lunes-viernes

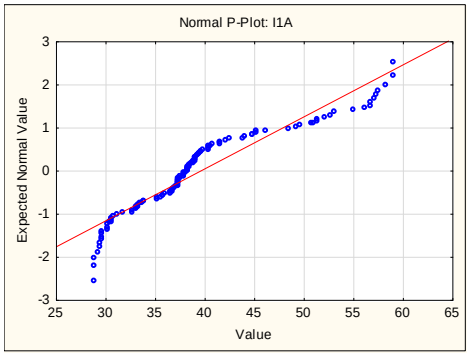
Variable	N° válidos	Media	Mediana	Mínimo	Máximo	Desviación estándar	Error estándar
I1A	120	27,67311	26,74467	21,44200	40,15692	4,897945	0,447119
I3A	120	3,90715	3,89308	1,71467	7,26642	1,491321	0,136138
I5A	120	2,09058	2,08771	1,07192	3,62458	0,707564	0,064591
I7A	120	1,08030	0,99908	0,61108	1,91908	0,343738	0,031379
I9A	120	0,73152	0,64433	0,32775	1,48242	0,318280	0,029055
I11A	120	0,39118	0,35571	0,19867	0,73667	0,140687	0,012843
FHL-STRA	120	1,04966	1,04525	1,02175	1,09983	0,019540	0,001784
I1B	120	27,05687	25,52600	21,18517	40,07225	5,075688	0,463345
I3B	120	4,32032	4,14913	2,05717	8,14075	1,609134	0,146893
I5B	120	2,09828	2,11254	1,07833	3,93100	0,727357	0,066398
I7B	120	1,04123	0,96113	0,55183	1,80392	0,285799	0,026090
I9B	120	0,79761	0,69908	0,42567	1,65433	0,349729	0,031926
I11B	120	0,43307	0,38954	0,26383	0,85192	0,157381	0,014367
FHL-STRB	120	1,06117	1,05621	1,03167	1,10333	0,018674	0,001705

Fuente. El autor

Anexo 5. Pérdidas para transformadores de 25 kVA con factor de pérdidas parásitas FHL

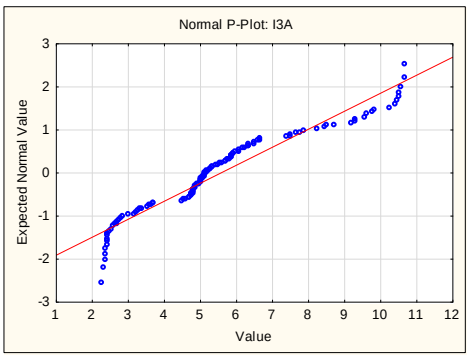
I1A

Summary Statistics:I1A
Valid N=120
Mean= 39,542284
Median= 38,224941
Minimum= 28,802912
Maximum= 59,009324
Std.Dev.= 7,775011
Standard Error= 0,709758



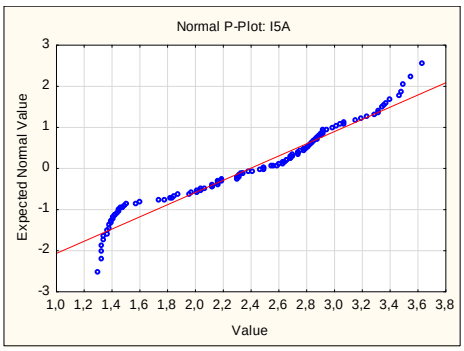
I3A

Summary Statistics:I3A
Valid N=120
Mean= 5,562190
Median= 5,160044
Minimum= 2,297147
Maximum= 10,686765
Std.Dev.= 2,279001
Standard Error= 0,208043



I5A

Summary Statistics:I5A
Valid N=120
Mean= 2,392706
Median= 2,499647
Minimum= 1,307706
Maximum= 3,638088
Std.Dev.= 0,650623
Standard Error= 0,059394



I7A

Summary Statistics:I7A

Valid N=120

Mean= 1,296283

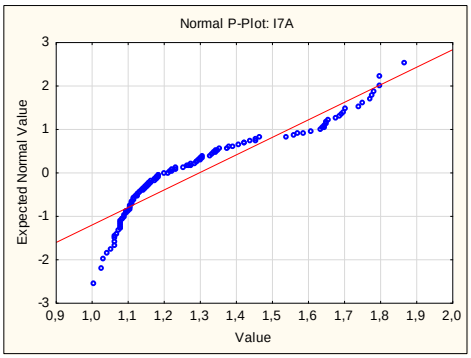
Median= 1,215882

Minimum= 1,007735

Maximum= 1,869824

Std.Dev.= 0,229335

Standard Error= 0,020935



I9A

Summary Statistics:I9A

Valid N=120

Mean= 0,832908

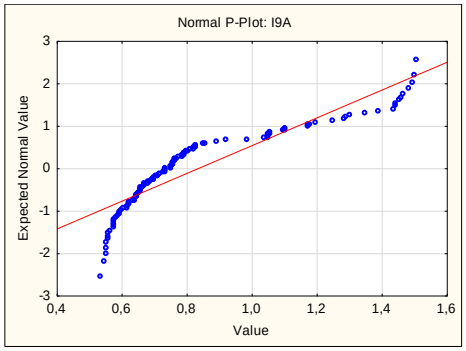
Median= 0,742382

Minimum= 0,537206

Maximum= 1,505324

Std.Dev.= 0,275003

Standard Error= 0,025104



I11A

Summary Statistics:I11A

Valid N=120

Mean= 0,457151

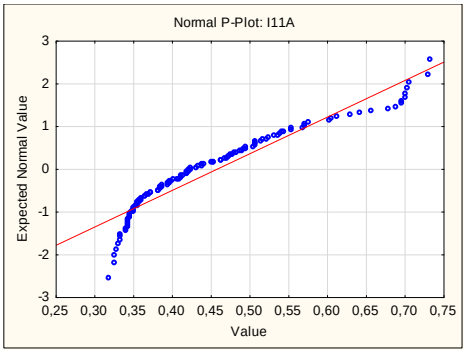
Median= 0,423044

Minimum= 0,319059

Maximum= 0,732412

Std.Dev.= 0,109767

Standard Error= 0,010020



FHLA

Summary Statistics:FHLA

Valid N=120

Mean= 1,319052

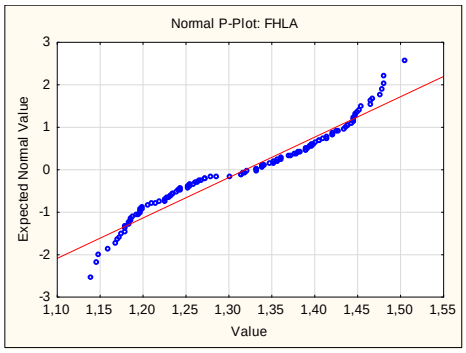
Median= 1,333074

Minimum= 1,140647

Maximum= 1,506588

Std.Dev.= 0,101168

Standard Error= 0,009235



I1B

Summary Statistics:I1B

Valid N=120

Mean= 42,090129

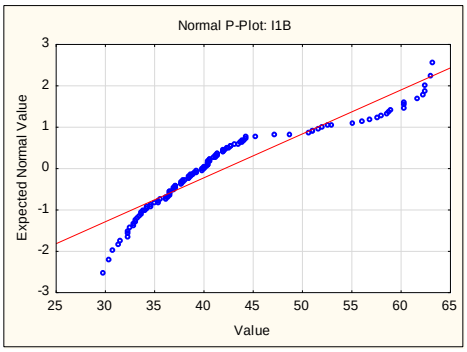
Median= 40,031838

Minimum= 29,896824

Maximum= 63,200353

Std.Dev.= 8,708305

Standard Error= 0,794956



I3B

Summary Statistics:I3B

Valid N=120

Mean= 7,207615

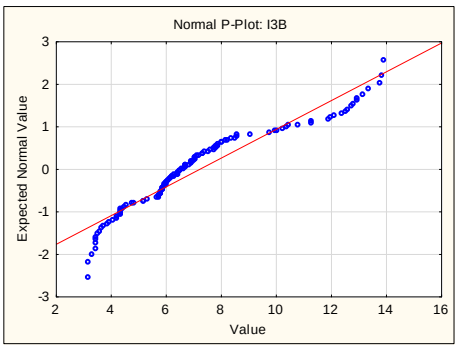
Median= 6,613544

Minimum= 3,145441

Maximum= 13,891353

Std.Dev.= 2,802351

Standard Error= 0,255818



I5B

Summary Statistics:I5B

Valid N=120

Mean= 3,034174

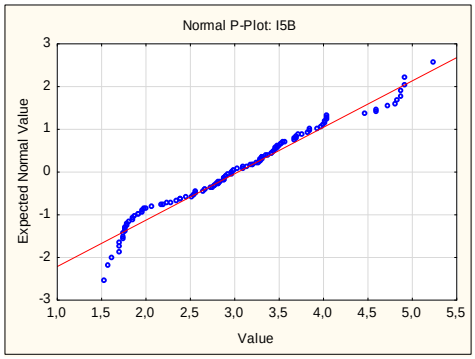
Median= 2,986103

Minimum= 1,529647

Maximum= 5,252235

Std.Dev.= 0,895737

Standard Error= 0,081769



I7B

Summary Statistics:I7B

Valid N=120

Mean= 1,692041

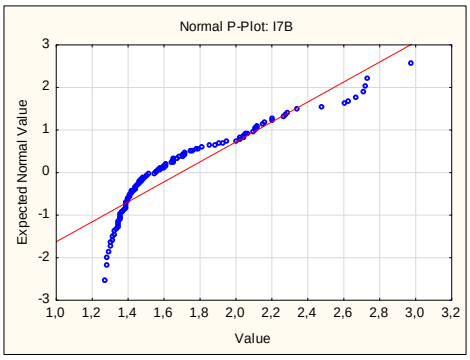
Median= 1,558971

Minimum= 1,274500

Maximum= 2,975471

Std.Dev.= 0,388150

Standard Error= 0,035433



I9B

Summary Statistics:I9B

Valid N=120

Mean= 1,041985

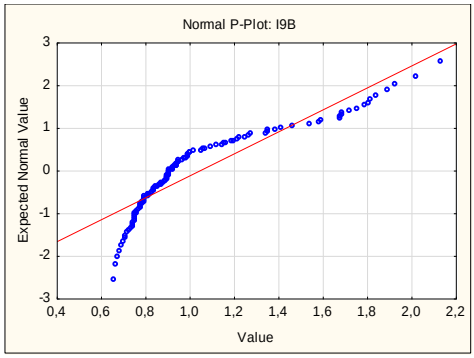
Median= 0,904676

Minimum= 0,658941

Maximum= 2,128176

Std.Dev.= 0,349224

Standard Error= 0,031880



I11B

Summary Statistics:I11B

Valid N=120

Mean= 0,682128

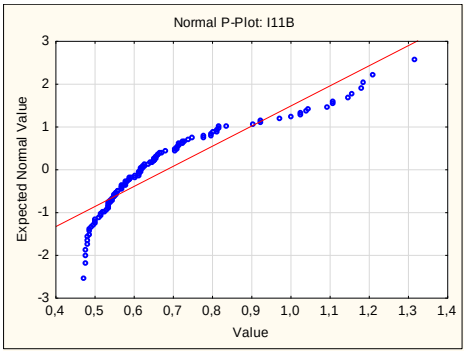
Median= 0,619676

Minimum= 0,472618

Maximum= 1,318118

Std.Dev.= 0,193073

Standard Error= 0,017625



FHLB

Summary Statistics:FHLB

Valid N=120

Mean= 1,459834

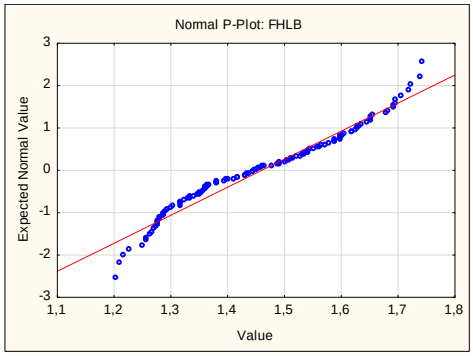
Median= 1,448971

Minimum= 1,202176

Maximum= 1,743559

Std.Dev.= 0,146471

Standard Error= 0,013371



Anexo 6. Tabla de estadísticas Descriptivas para transformador de 25 kVA FHL lunes-viernes

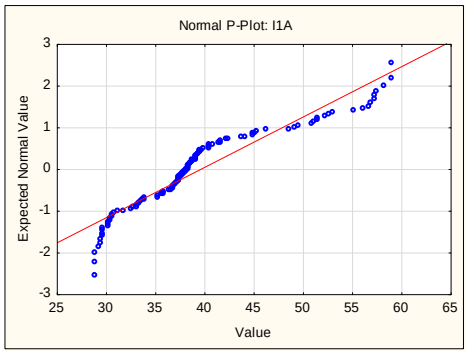
Variable	N° válidos	Media	Mediana	Mínimo	Máximo	Desviación estándar	Error estándar
I1A	120	39,54228	38,22494	28,80291	59,00932	7,775011	0,709758
I3A	120	5,56219	5,16004	2,29715	10,68676	2,279001	0,208043
I5A	120	2,39271	2,49965	1,30771	3,63809	0,650623	0,059394
I7A	120	1,29628	1,21588	1,00774	1,86982	0,229335	0,020935
I9A	120	0,83291	0,74238	0,53721	1,50532	0,275003	0,025104
I11A	120	0,45715	0,42304	0,31906	0,73241	0,109767	0,010020
FHL-STRA	120	1,31905	1,33307	1,14065	1,50659	0,101168	0,009235
I1B	120	42,09013	40,03184	29,89682	63,20035	8,708305	0,794956
I3B	120	7,20761	6,61354	3,14544	13,89135	2,802351	0,255818
I5B	120	3,03417	2,98610	1,52965	5,25224	0,895737	0,081769
I7B	120	1,69204	1,55897	1,27450	2,97547	0,388150	0,035433
I9B	120	1,04199	0,90468	0,65894	2,12818	0,349224	0,031880
I11B	120	0,68213	0,61968	0,47262	1,31812	0,193073	0,017625
FHL-STRB	120	1,45983	1,44897	1,20218	1,74356	0,146471	0,013371

Fuente. El autor

Anexo 7. Prueba de normalidad para transformadores de 25 kVA FHL-STR.

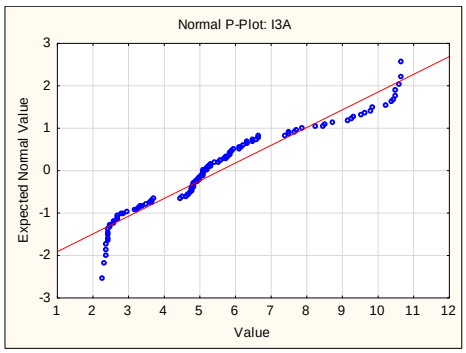
I1A

Summary Statistics:I1A
Valid N=120
Mean= 39,542284
Median= 38,224941
Minimum= 28,802912
Maximum= 59,009324
Std.Dev.= 7,775011
Standard Error= 0,709758



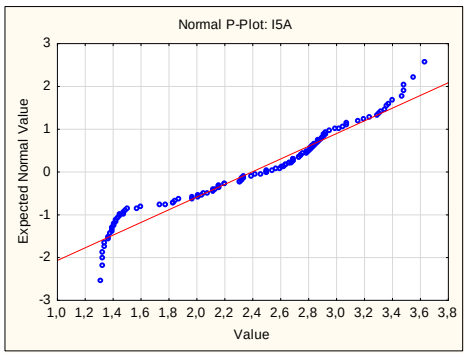
I3A

Summary Statistics:I3A
Valid N=120
Mean= 5,562190
Median= 5,160044
Minimum= 2,297147
Maximum= 10,686765
Std.Dev.= 2,279001
Standard Error= 0,208043



I5A

Summary Statistics:I5A
Valid N=120
Mean= 2,392706
Median= 2,499647
Minimum= 1,307706
Maximum= 3,638088
Std.Dev.= 0,650623
Standard Error= 0,059394



I7A

Summary Statistics:I7A

Valid N=120

Mean= 1,296283

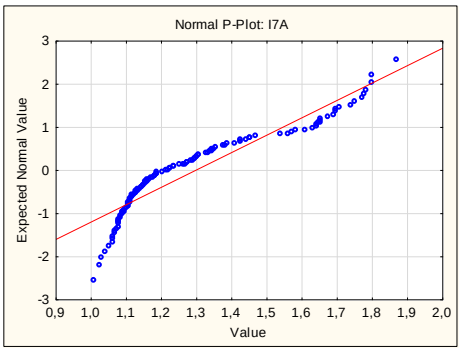
Median= 1,215882

Minimum= 1,007735

Maximum= 1,869824

Std.Dev.= 0,229335

Standard Error= 0,020935



I9A

Summary Statistics:I9A

Valid N=120

Mean= 0,832908

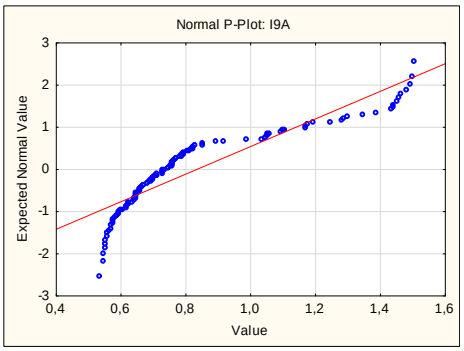
Median= 0,742382

Minimum= 0,537206

Maximum= 1,505324

Std.Dev.= 0,275003

Standard Error= 0,025104



I11A

Summary Statistics:I11A

Valid N=120

Mean= 0,457151

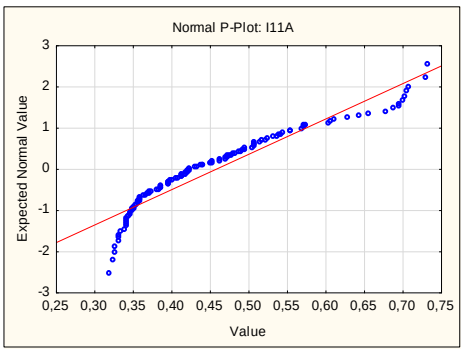
Median= 0,423044

Minimum= 0,319059

Maximum= 0,732412

Std.Dev.= 0,109767

Standard Error= 0,010020



FHLSTRA

Summary Statistics:FHL-STRA

Valid N=120

Mean= 1,043788

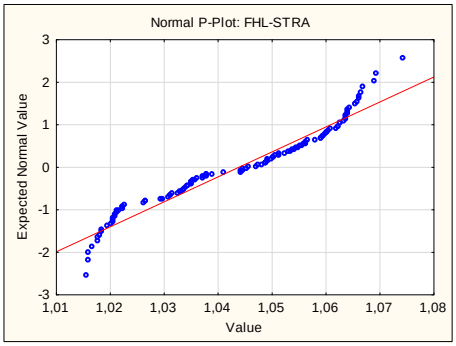
Median= 1,046426

Minimum= 1,015647

Maximum= 1,074353

Std.Dev.= 0,016372

Standard Error= 0,001495



I1B

Summary Statistics:I1B

Valid N=120

Mean= 42,090129

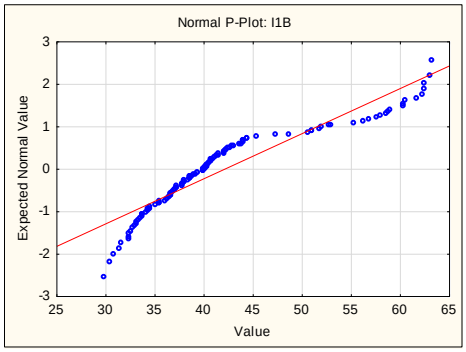
Median= 40,031838

Minimum= 29,896824

Maximum= 63,200353

Std.Dev.= 8,708305

Standard Error= 0,794956



I3B

Summary Statistics:I3B

Valid N=120

Mean= 7,207615

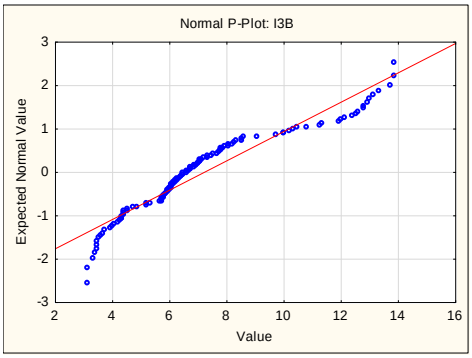
Median= 6,613544

Minimum= 3,145441

Maximum= 13,891353

Std.Dev.= 2,802351

Standard Error= 0,255818



I5B

Summary Statistics:I5B

Valid N=120

Mean= 3,034174

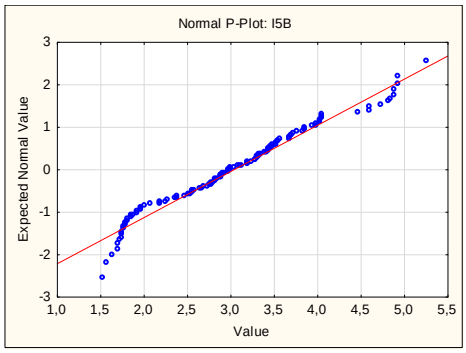
Median= 2,986103

Minimum= 1,529647

Maximum= 5,252235

Std.Dev.= 0,895737

Standard Error= 0,081769



I7B

Summary Statistics:I7B

Valid N=120

Mean= 1,692041

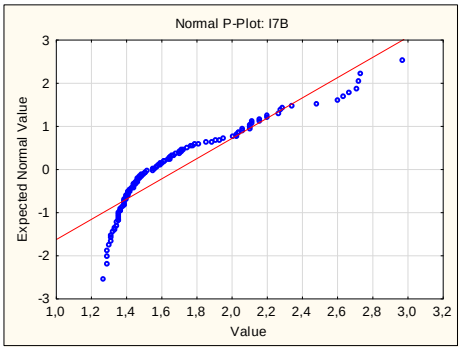
Median= 1,558971

Minimum= 1,274500

Maximum= 2,975471

Std.Dev.= 0,388150

Standard Error= 0,035433



I9B

Summary Statistics:I9B

Valid N=120

Mean= 1,041985

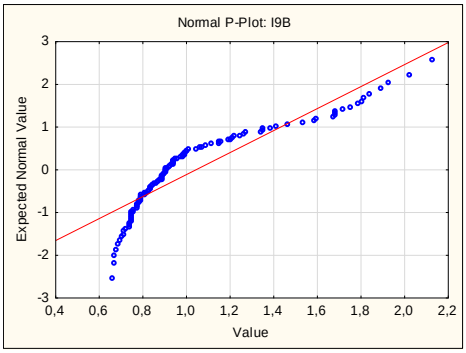
Median= 0,904676

Minimum= 0,658941

Maximum= 2,128176

Std.Dev.= 0,349224

Standard Error= 0,031880



I11B

Summary Statistics:I11B

Valid N=120

Mean= 0,682128

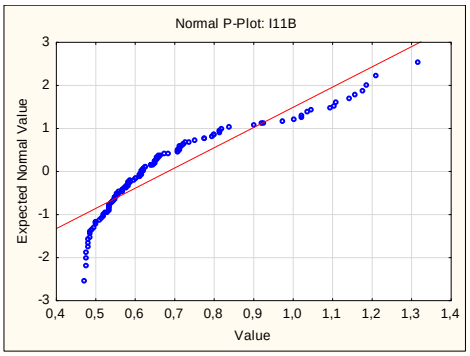
Median= 0,619676

Minimum= 0,472618

Maximum= 1,318118

Std.Dev.= 0,193073

Standard Error= 0,017625



FHL-STRB

Summary Statistics:FHL-STRB

Valid N=120

Mean= 1,059348

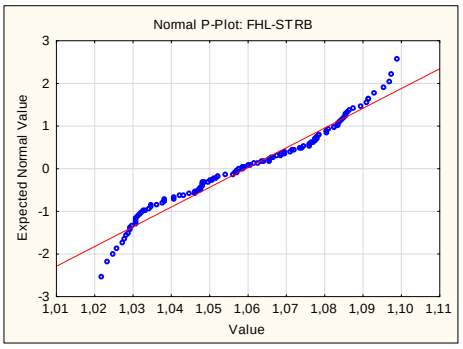
Median= 1,058868

Minimum= 1,022029

Maximum= 1,099118

Std.Dev.= 0,020961

Standard Error= 0,001913



Anexo 8. Tabla de estadísticas Descriptivas para transformador de 25 kVA FHL-STR lunes-viernes

Variable	N° válidos	Media	Mediana	Mínimo	Máximo	Desviación estándar	Error estándar
I1A	120	39,54228	38,22494	28,80291	59,00932	7,775011	0,709758
I3A	120	5,56219	5,16004	2,29715	10,68676	2,279001	0,208043
I5A	120	2,39271	2,49965	1,30771	3,63809	0,650623	0,059394
I7A	120	1,29628	1,21588	1,00774	1,86982	0,229335	0,020935
I9A	120	0,83291	0,74238	0,53721	1,50532	0,275003	0,025104
I11A	120	0,45715	0,42304	0,31906	0,73241	0,109767	0,010020
FHL-STRA	120	1,04379	1,04643	1,01565	1,07435	0,016372	0,001495
I1B	120	42,09013	40,03184	29,89682	63,20035	8,708305	0,794956
I3B	120	7,20761	6,61354	3,14544	13,89135	2,802351	0,255818
I5B	120	3,03417	2,98610	1,52965	5,25224	0,895737	0,081769
I7B	120	1,69204	1,55897	1,27450	2,97547	0,388150	0,035433
I9B	120	1,04199	0,90468	0,65894	2,12818	0,349224	0,031880
I11B	120	0,68213	0,61968	0,47262	1,31812	0,193073	0,017625
FHL-STRB	120	1,05935	1,05887	1,02203	1,09912	0,020961	0,001913

Fuente. El autor

Anexo 9. Pérdidas para transformadores de 15 kVA con factor de pérdidas parásitas FHL sábado y domingo

I1A

Summary Statistics:I1A

Valid N=48

Mean= 27,638474

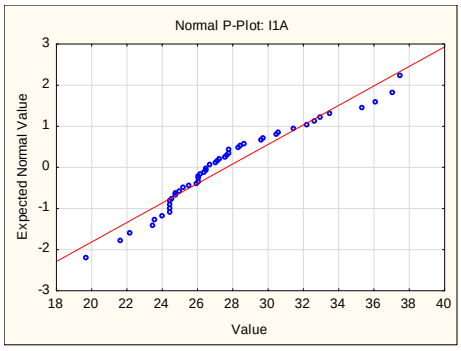
Median= 26,615500

Minimum= 19,769917

Maximum= 37,521083

Std.Dev.= 3,982319

Standard Error= 0,574798



I3A

Summary Statistics:I3A

Valid N=48

Mean= 3,216028

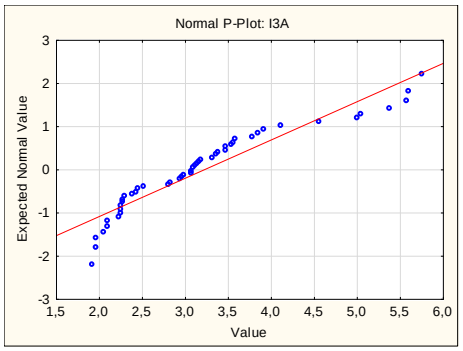
Median= 3,091583

Minimum= 1,920167

Maximum= 5,758583

Std.Dev.= 1,044490

Standard Error= 0,150759



I5A

Summary Statistics:I5A

Valid N=48

Mean= 1,862413

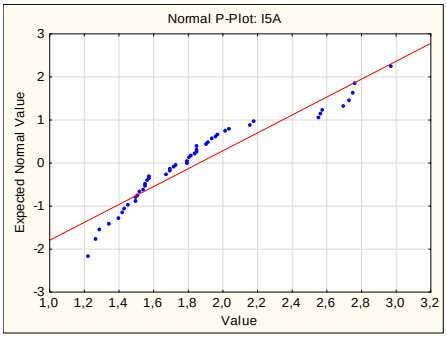
Median= 1,807583

Minimum= 1,230250

Maximum= 2,980500

Std.Dev.= 0,445955

Standard Error= 0,064368



I7A

Summary Statistics:I7A

Valid N=48

Mean= 0,843955

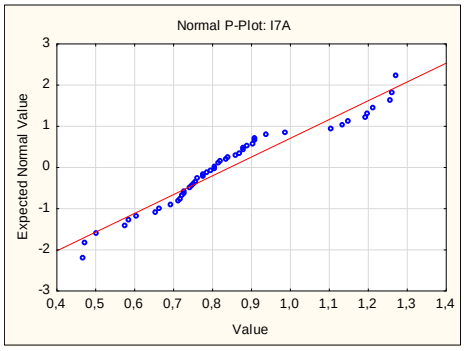
Median= 0,806583

Minimum= 0,470333

Maximum= 1,270583

Std.Dev.= 0,207744

Standard Error= 0,029985



I9A

Summary Statistics:I9A

Valid N=48

Mean= 0,733780

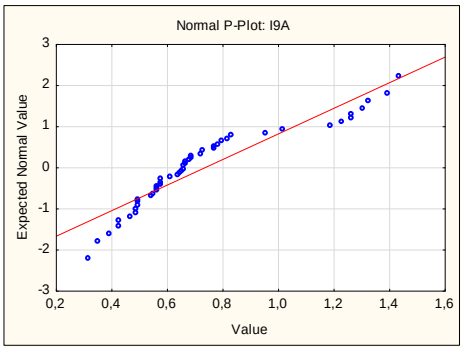
Median= 0,659083

Minimum= 0,318333

Maximum= 1,435667

Std.Dev.= 0,293966

Standard Error= 0,042430



I1A

Summary Statistics:I11A

Valid N=48

Mean= 0,359767

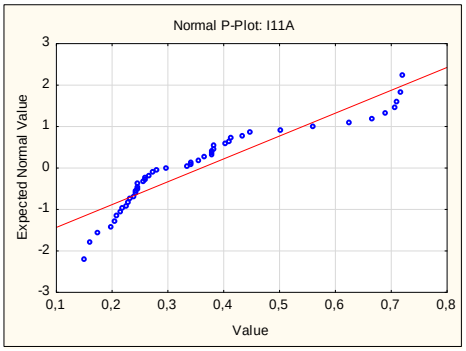
Median= 0,317000

Minimum= 0,149583

Maximum= 0,722333

Std.Dev.= 0,164956

Standard Error= 0,023809



FHLA

Summary Statistics:FHLA

Valid N=48

Mean= 1,267983

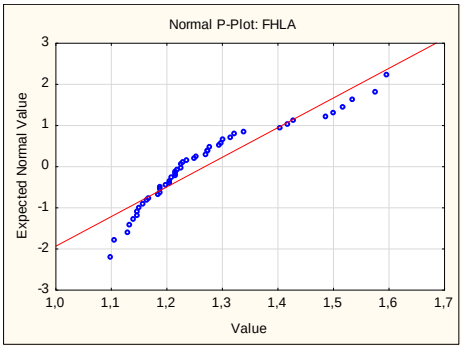
Median= 1,225667

Minimum= 1,099583

Maximum= 1,596583

Std.Dev.= 0,127413

Standard Error= 0,018391



I1B

Summary Statistics:I1B

Valid N=48

Mean= 24,165528

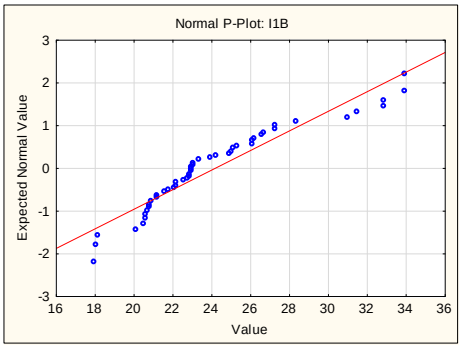
Median= 22,960792

Minimum= 17,965917

Maximum= 33,905750

Std.Dev.= 4,065003

Standard Error= 0,586733



I3B

Summary Statistics:I3B

Valid N=48

Mean= 3,495311

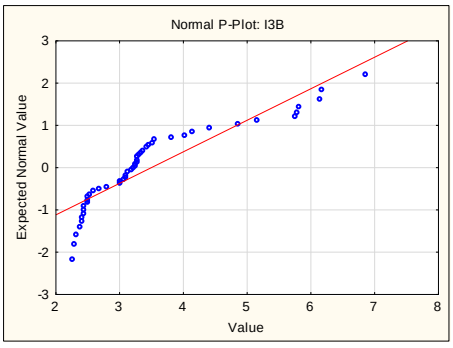
Median= 3,235750

Minimum= 2,256250

Maximum= 6,872833

Std.Dev.= 1,188116

Standard Error= 0,171490



I5B

Summary Statistics:I5B

Valid N=48

Mean= 1,851219

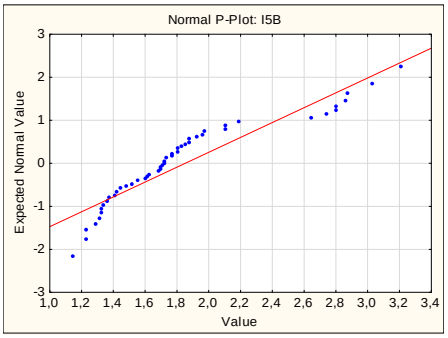
Median= 1,731167

Minimum= 1,149917

Maximum= 3,217167

Std.Dev.= 0,528955

Standard Error= 0,076348



I7B

Summary Statistics:I7B

Valid N=48

Mean= 0,815778

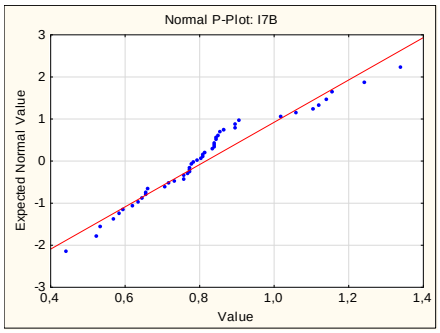
Median= 0,801583

Minimum= 0,445917

Maximum= 1,342917

Std.Dev.= 0,188641

Standard Error= 0,027228



I9B

Summary Statistics:I9B

Valid N=48

Mean= 0,785595

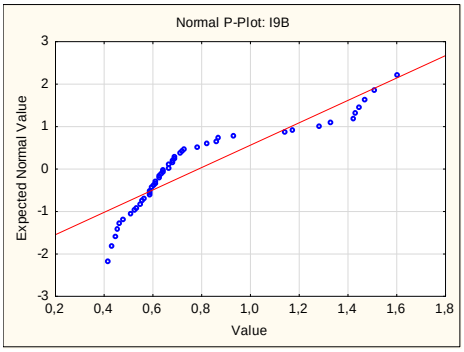
Median= 0,655125

Minimum= 0,415583

Maximum= 1,603750

Std.Dev.= 0,334234

Standard Error= 0,048243



I11B

Summary Statistics:I11B

Valid N=48

Mean= 0,379148

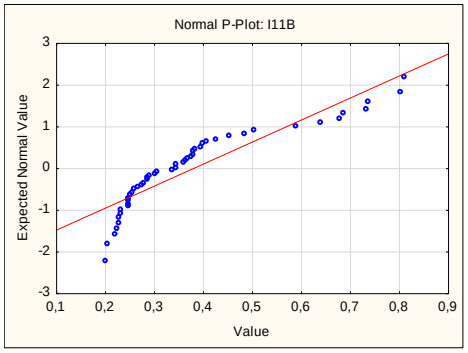
Median= 0,339542

Minimum= 0,202500

Maximum= 0,809250

Std.Dev.= 0,168992

Standard Error= 0,024392



FHLB

Summary Statistics:FHLB

Valid N=48

Mean= 1,471929

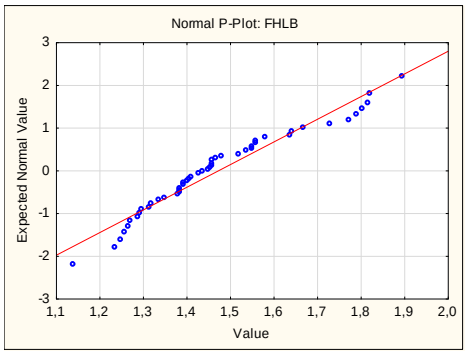
Median= 1,443958

Minimum= 1,138500

Maximum= 1,895417

Std.Dev.= 0,179343

Standard Error= 0,025886



Anexo 10. Pérdidas para transformadores de 15 kVA con factor de otras pérdidas parásitas FHL-STR sábado y domingo

I1A

Summary Statistics:I3A

Valid N=48

Mean= 3,734142

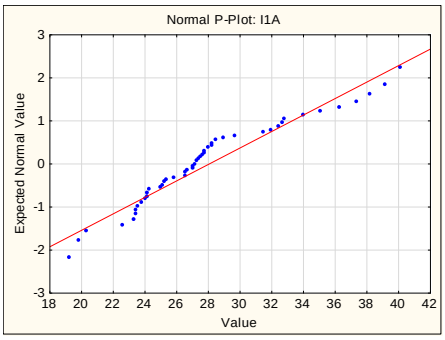
Median= 3,896750

Minimum= 1,786250

Maximum= 6,534583

Std.Dev.= 1,369803

Standard Error= 0,197714



I3A

Summary Statistics:I3A

Valid N=48

Mean= 3,734142

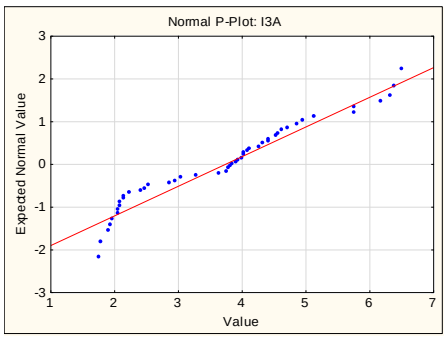
Median= 3,896750

Minimum= 1,786250

Maximum= 6,534583

Std.Dev.= 1,369803

Standard Error= 0,197714



I5A

Summary Statistics:I5A

Valid N=48

Mean= 1,963387

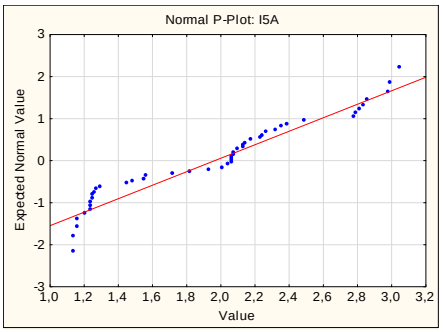
Median= 2,069750

Minimum= 1,144000

Maximum= 3,059917

Std.Dev.= 0,588424

Standard Error= 0,084932



I7A

Summary Statistics:I7A

Valid N=48

Mean= 0,963267

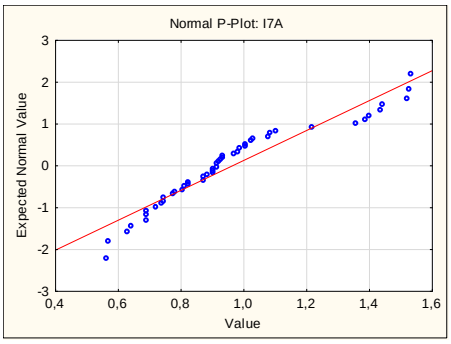
Median= 0,915542

Minimum= 0,562333

Maximum= 1,535083

Std.Dev.= 0,261643

Standard Error= 0,037765



I9A

Summary Statistics:I9A

Valid N=48

Mean= 0,720616

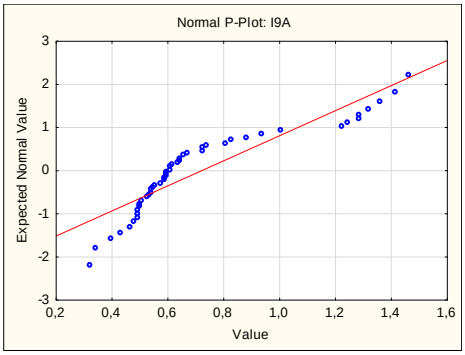
Median= 0,602667

Minimum= 0,320250

Maximum= 1,460833

Std.Dev.= 0,306320

Standard Error= 0,044213



I11A

Summary Statistics:I11A

Valid N=48

Mean= 0,396161

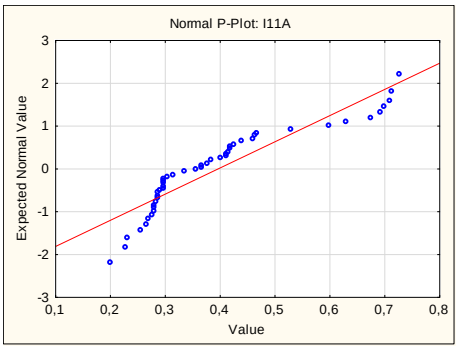
Median= 0,361417

Minimum= 0,201250

Maximum= 0,728750

Std.Dev.= 0,148005

Standard Error= 0,021363



FHL-STRA

Summary Statistics:FHL-STRA

Valid N=48

Mean= 1,039736

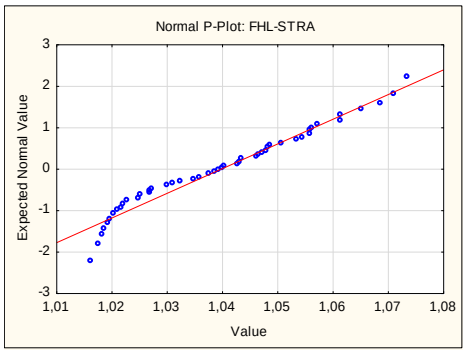
Median= 1,039750

Minimum= 1,016083

Maximum= 1,073500

Std.Dev.= 0,016091

Standard Error= 0,002323



I1B

Summary Statistics:I1B

Valid N=48

Mean= 26,509550

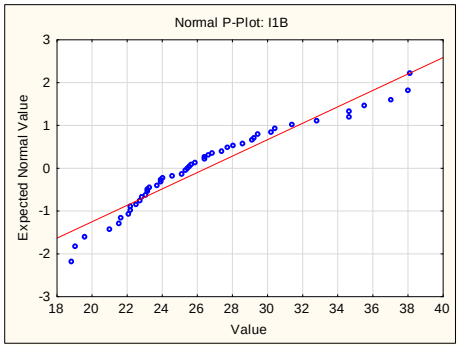
Median= 25,560750

Minimum= 18,841167

Maximum= 38,126583

Std.Dev.= 4,925766

Standard Error= 0,710973



I3B

Summary Statistics:I3B

Valid N=48

Mean= 4,067002

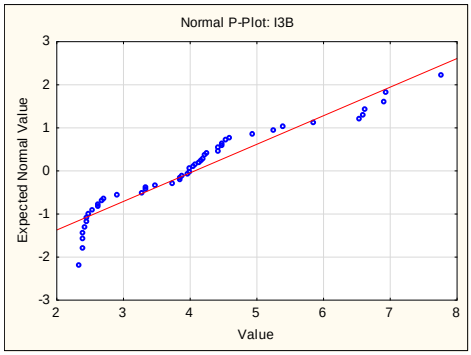
Median= 4,000917

Minimum= 2,353917

Maximum= 7,759750

Std.Dev.= 1,405330

Standard Error= 0,202842



I5B

Summary Statistics:I5B

Valid N=48

Mean= 1,951035

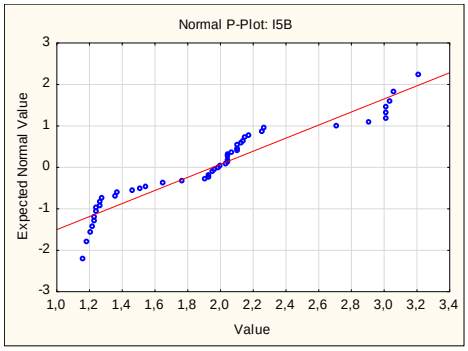
Median= 1,996167

Minimum= 1,163000

Maximum= 3,208833

Std.Dev.= 0,591758

Standard Error= 0,085413



I7B

Summary Statistics:I7B

Valid N=48

Mean= 0,952559

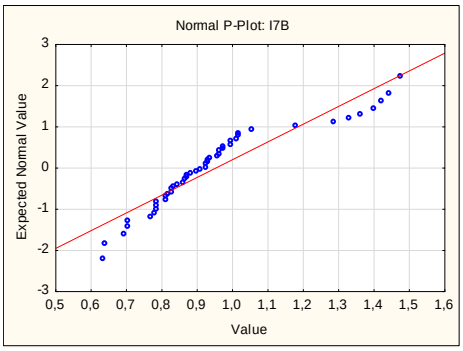
Median= 0,917417

Minimum= 0,636500

Maximum= 1,474833

Std.Dev.= 0,212910

Standard Error= 0,030731



I9B

Summary Statistics:I9B

Valid N=48

Mean= 0,790257

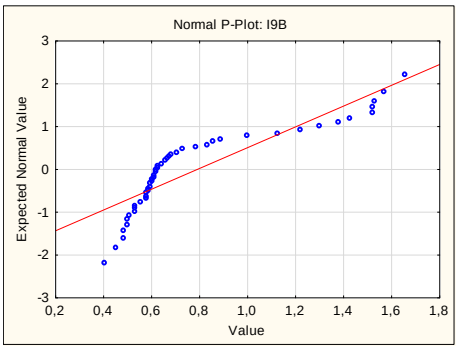
Median= 0,621292

Minimum= 0,409083

Maximum= 1,655750

Std.Dev.= 0,355286

Standard Error= 0,051281



I11B

Summary Statistics:I11B

Valid N=48

Mean= 0,426726

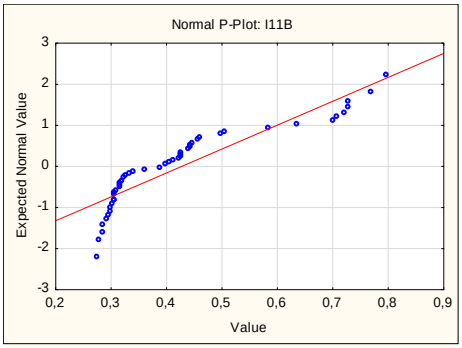
Median= 0,393083

Minimum= 0,274250

Maximum= 0,795750

Std.Dev.= 0,152523

Standard Error= 0,022015



FHL-STRB

Summary Statistics:FHL-STRB

Valid N=48

Mean= 1,057245

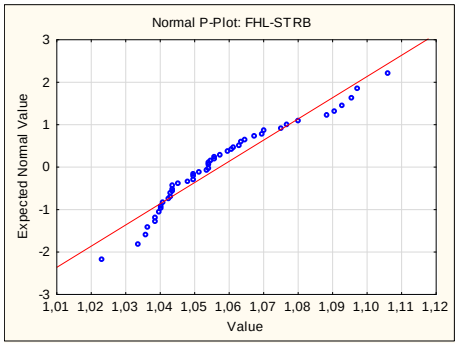
Median= 1,054333

Minimum= 1,023000

Maximum= 1,106000

Std.Dev.= 0,018847

Standard Error= 0,002720



Anexo 11. Tabla de estadísticas Descriptivas para transformador de 15 kVA FHL-STR sábado y domingo

Variable	N° válidos	Media	Mediana	Mínimo	Máximo	Desviación estándar	Error estándar
I1A	48	28,04487	27,34529	19,36242	40,16375	4,945460	0,713816
I3A	48	3,73414	3,89675	1,78625	6,53458	1,369803	0,197714
I5A	48	1,96339	2,06975	1,14400	3,05992	0,588424	0,084932
I7A	48	0,96327	0,91554	0,56233	1,53508	0,261643	0,037765
I9A	48	0,72062	0,60267	0,32025	1,46083	0,306320	0,044213
I11A	48	0,39616	0,36142	0,20125	0,72875	0,148005	0,021363
FHL-STRA	48	1,03974	1,03975	1,01608	1,07350	0,016091	0,002323
I1B	48	26,50955	25,56075	18,84117	38,12658	4,925766	0,710973
I3B	48	4,06700	4,00092	2,35392	7,75975	1,405330	0,202842
I5B	48	1,95103	1,99617	1,16300	3,20883	0,591758	0,085413
I7B	48	0,95256	0,91742	0,63650	1,47483	0,212910	0,030731
I9B	48	0,79026	0,62129	0,40908	1,65575	0,355286	0,051281
I11B	48	0,42673	0,39308	0,27425	0,79575	0,152523	0,022015
FHL-STRB	48	1,05724	1,05433	1,02300	1,10600	0,018847	0,002720

Fuente. El autor

Anexo 12. Pérdidas para transformadores de 25 kVA con factor de pérdidas parásitas FHL sábado y domingo

I1A

Summary Statistics:I1A

Valid N=48

Mean= 39,146422

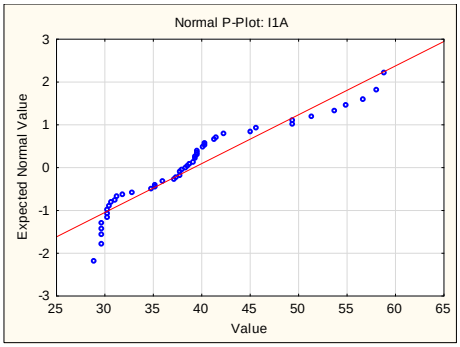
Median= 38,492294

Minimum= 28,950500

Maximum= 58,827912

Std.Dev.= 8,133914

Standard Error= 1,174029



I3A

Summary Statistics:I3A

Valid N=48

Mean= 5,471957

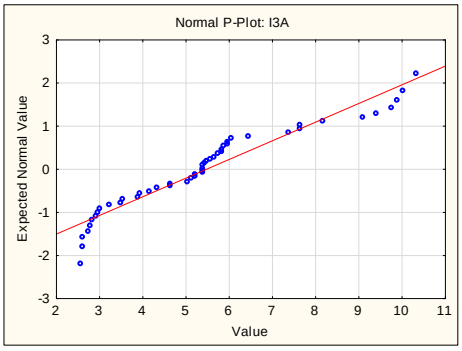
Median= 5,389632

Minimum= 2,593765

Maximum= 10,345618

Std.Dev.= 2,170118

Standard Error= 0,313230



I5A

Summary Statistics:I5A

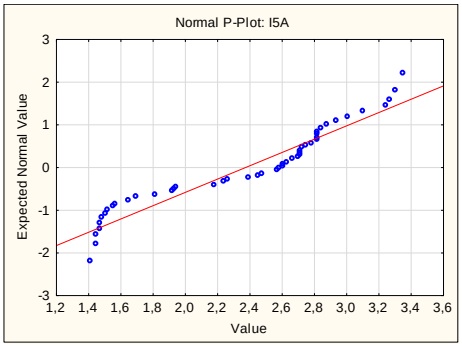
Valid N=48

Mean= 2,371276

Median= 2,597147

Minimum= 1,416206

Maximum= 3,352529



Std.Dev.= 0,600375

Standard Error= 0,086657

I7A

Summary Statistics:I7A

Valid N=48

Mean= 1,275474

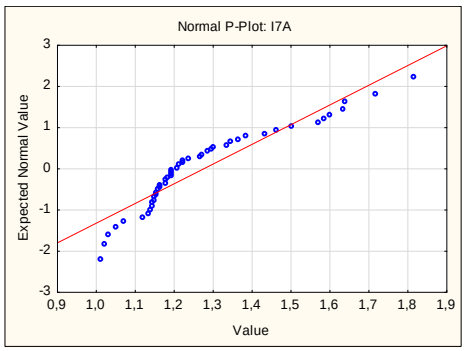
Median= 1,201529

Minimum= 1,011824

Maximum= 1,817441

Std.Dev.= 0,191873

Standard Error= 0,027695



I9A

Summary Statistics:I9A

Valid N=48

Mean= 0,807439

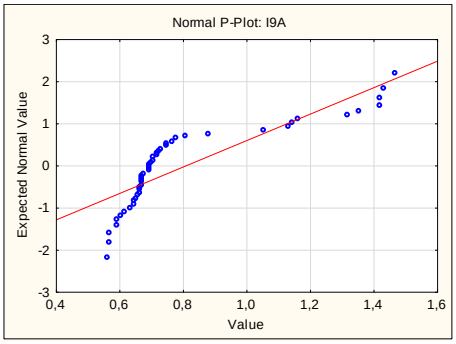
Median= 0,694515

Minimum= 0,560029

Maximum= 1,469412

Std.Dev.= 0,265875

Standard Error= 0,038376



I1A

Summary Statistics:I11A

Valid N=48

Mean= 0,426192

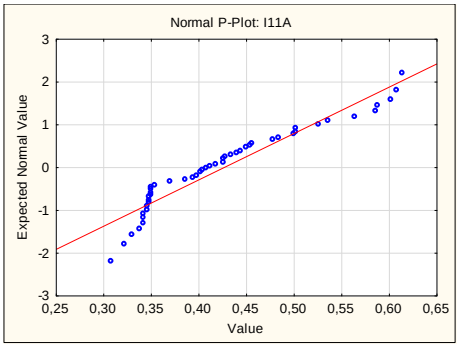
Median= 0,410882

Minimum= 0,308088

Maximum= 0,614029

Std.Dev.= 0,086121

Standard Error= 0,012430



FHLA

Summary Statistics:FHLA

Valid N=48

Mean= 1,303248

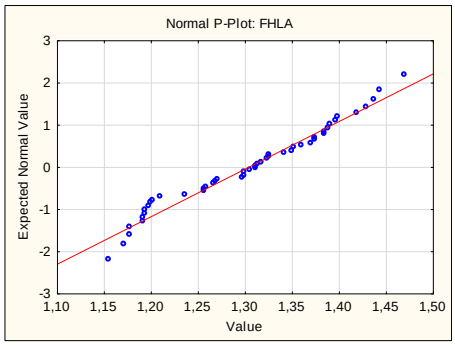
Median= 1,311750

Minimum= 1,155059

Maximum= 1,468529

Std.Dev.= 0,085145

Standard Error= 0,012290



I1B

Summary Statistics:I1B

Valid N=48

Mean= 41,197225

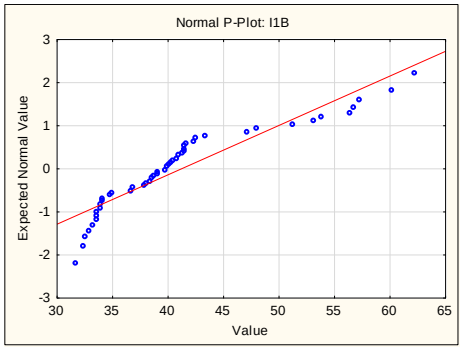
Median= 39,789824

Minimum= 31,663412

Maximum= 62,215971

Std.Dev.= 7,940819

Standard Error= 1,146158



I3B

Summary Statistics:I3B

Valid N=48

Mean= 6,871944

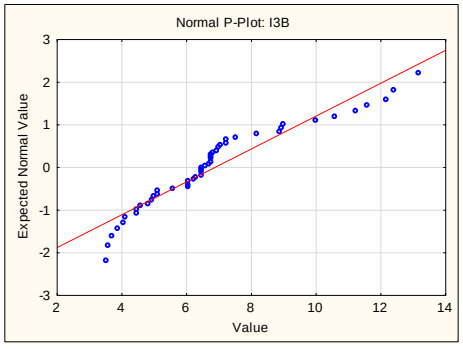
Median= 6,543147

Minimum= 3,504853

Maximum= 13,148647

Std.Dev.= 2,417573

Standard Error= 0,348947



I5B

Summary Statistics:I5B

Valid N=48

Mean= 2,936849

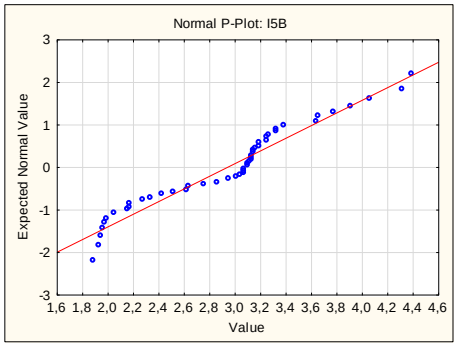
Median= 3,084441

Minimum= 1,877912

Maximum= 4,385000

Std.Dev.= 0,638834

Standard Error= 0,092208



I7B

Summary Statistics:I7B

Valid N=48

Mean= 1,573817

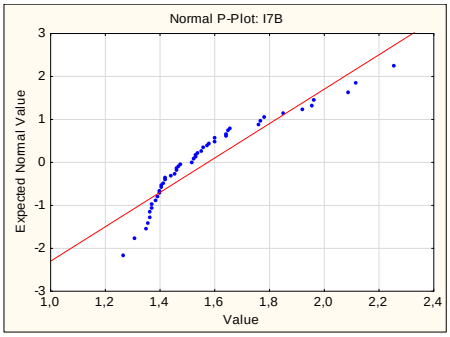
Median= 1,526132

Minimum= 1,268735

Maximum= 2,260647

Std.Dev.= 0,227490

Standard Error= 0,032835



I9B

Summary Statistics:I9B

Valid N=48

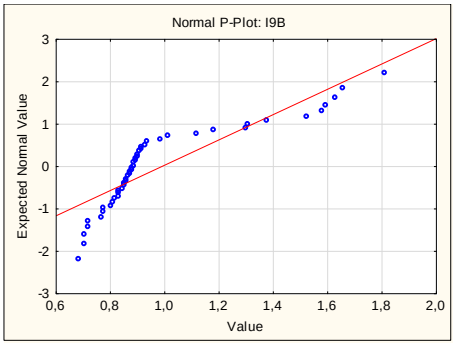
Mean= 0,988450

Median= 0,883588

Minimum= 0,683265

Maximum= 1,810794

Std.Dev.= 0,287415



Standard Error= 0,041485

I11B

Summary Statistics:I11B

Valid N=48

Mean= 0,619164

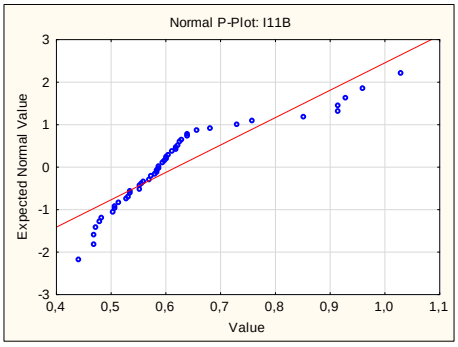
Median= 0,587838

Minimum= 0,443000

Maximum= 1,029500

Std.Dev.= 0,137785

Standard Error= 0,019888



FHLB

Summary Statistics:FHLB

Valid N=48

Mean= 1,434682

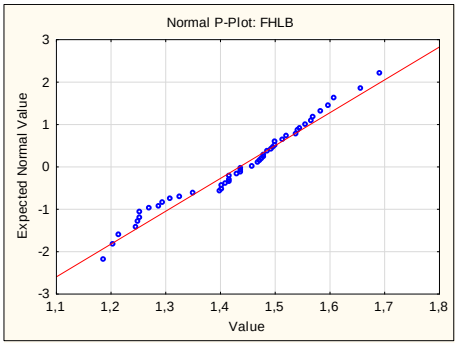
Median= 1,447338

Minimum= 1,186353

Maximum= 1,690676

Std.Dev.= 0,124265

Standard Error= 0,017936



Anexo 13. Tabla de estadísticas Descriptivas para transformador de 25 kVA FHL sábado-domingo

Variable	N° válidos	Media	Mediana	Mínimo	Máximo	Desviación estándar	Error estándar
I1A	48	39,14642	38,49229	28,95050	58,82791	8,133914	1,174029
I3A	48	5,47196	5,38963	2,59376	10,34562	2,170118	0,313230
I5A	48	2,37128	2,59715	1,41621	3,35253	0,600375	0,086657
I7A	48	1,27547	1,20153	1,01182	1,81744	0,191873	0,027695
I9A	48	0,80744	0,69451	0,56003	1,46941	0,265875	0,038376
I11A	48	0,42619	0,41088	0,30809	0,61403	0,086121	0,012430
FHL-STRA	48	1,30325	1,31175	1,15506	1,46853	0,085145	0,012290
I1B	48	41,19722	39,78982	31,66341	62,21597	7,940819	1,146158
I3B	48	6,87194	6,54315	3,50485	13,14865	2,417573	0,348947
I5B	48	2,93685	3,08444	1,87791	4,38500	0,638834	0,092208
I7B	48	1,57382	1,52613	1,26874	2,26065	0,227490	0,032835
I9B	48	0,98845	0,88359	0,68326	1,81079	0,287415	0,041485
I11B	48	0,61916	0,58784	0,44300	1,02950	0,137785	0,019888
FHL-STRB	48	1,43468	1,44734	1,18635	1,69068	0,124265	0,017936

Fuente. El autor

Anexo 14. Pérdidas para transformadores de 25 kVA con factor de otras pérdidas parásitas FHL-STR sábado y domingo

I1A

Summary Statistics:I1A

Valid N=48

Mean= 39,146422

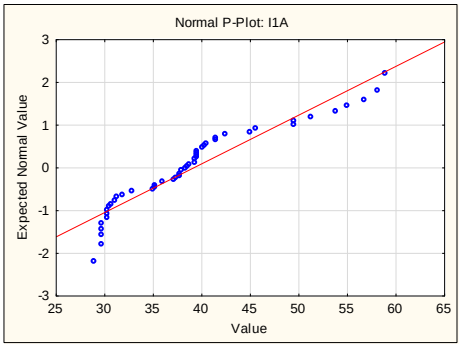
Median= 38,492294

Minimum= 28,950500

Maximum= 58,827912

Std.Dev.= 8,133914

Standard Error= 1,174029



I3A

Summary Statistics:I3A

Valid N=48

Mean= 5,471957

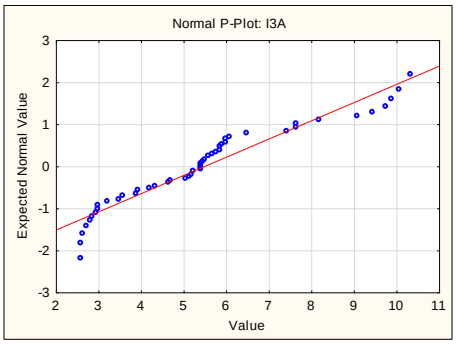
Median= 5,389632

Minimum= 2,593765

Maximum= 10,345618

Std.Dev.= 2,170118

Standard Error= 0,313230



I5A

Summary Statistics:I5A

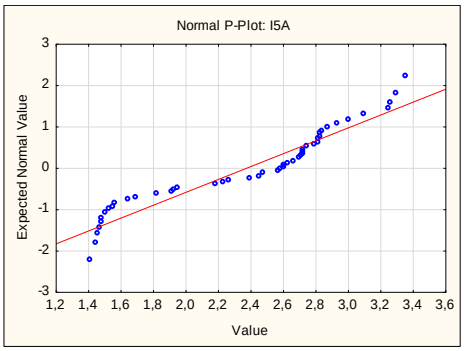
Valid N=48

Mean= 2,371276

Median= 2,597147

Minimum= 1,416206

Maximum= 3,352529



Std.Dev.= 0,600375

Standard Error= 0,086657

I7A

Summary Statistics:I7A

Valid N=48

Mean= 1,275474

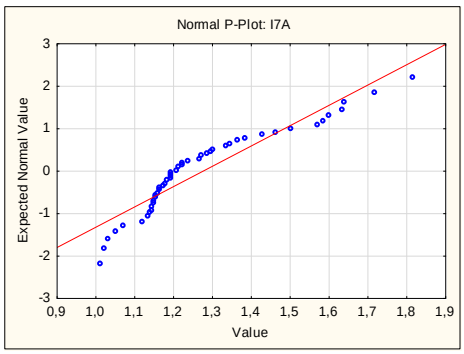
Median= 1,201529

Minimum= 1,011824

Maximum= 1,817441

Std.Dev.= 0,191873

Standard Error= 0,027695



I9A

Summary Statistics:I9A

Valid N=48

Mean= 0,807439

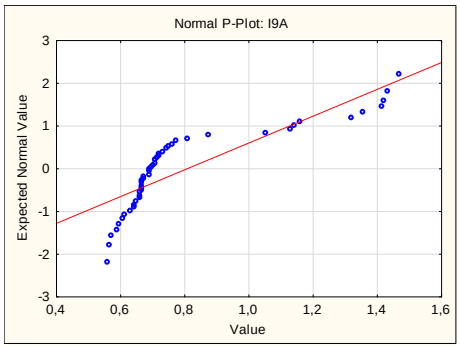
Median= 0,694515

Minimum= 0,560029

Maximum= 1,469412

Std.Dev.= 0,265875

Standard Error= 0,038376



I11A

Summary Statistics:I11A

Valid N=48

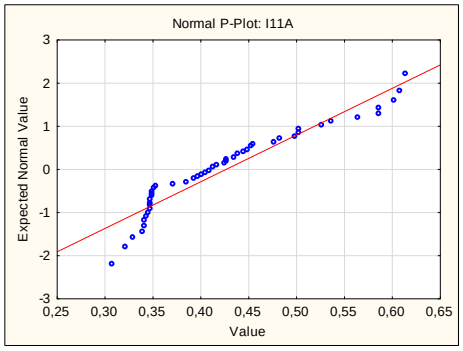
Mean= 0,426192

Median= 0,410882

Minimum= 0,308088

Maximum= 0,614029

Std.Dev.= 0,086121



Standard Error= 0,012430

FHLSTRA

Summary Statistics:FHL-STRA

Valid N=48

Mean= 1,042017

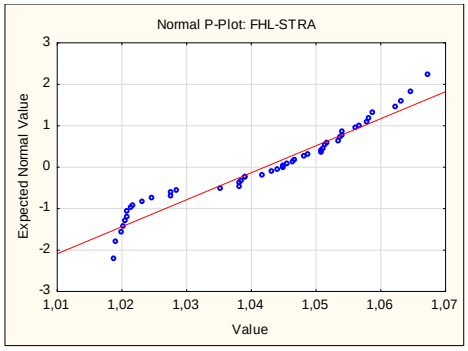
Median= 1,045029

Minimum= 1,018824

Maximum= 1,067324

Std.Dev.= 0,014527

Standard Error= 0,002097



I1B

Summary Statistics:I1B

Valid N=48

Mean= 41,197225

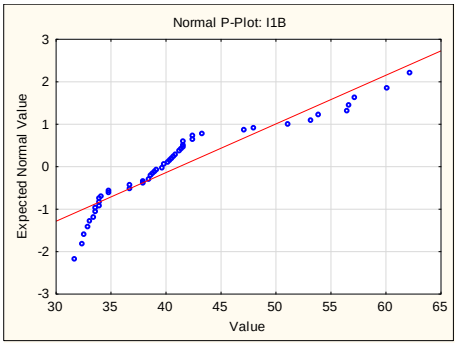
Median= 39,789824

Minimum= 31,663412

Maximum= 62,215971

Std.Dev.= 7,940819

Standard Error= 1,146158



I3B

Summary Statistics:I3B

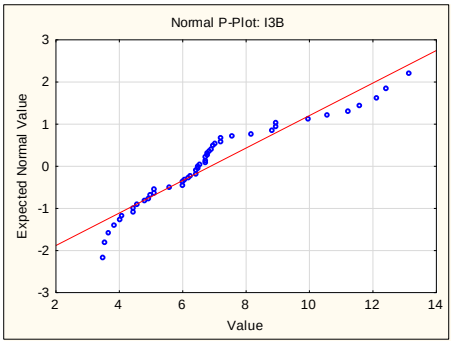
Valid N=48

Mean= 6,871944

Median= 6,543147

Minimum= 3,504853

Maximum= 13,148647



Std.Dev.= 2,417573

Standard Error= 0,348947

I5B

Summary Statistics:I5B

Valid N=48

Mean= 2,936849

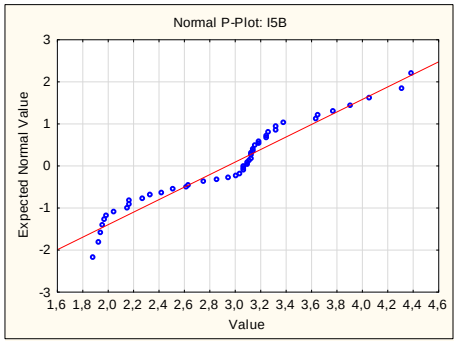
Median= 3,084441

Minimum= 1,877912

Maximum= 4,385000

Std.Dev.= 0,638834

Standard Error= 0,092208



I7B

Summary Statistics:I7B

Valid N=48

Mean= 1,573817

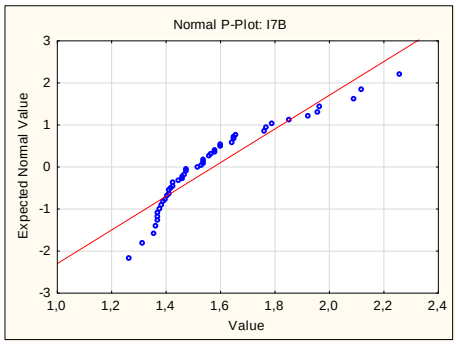
Median= 1,526132

Minimum= 1,268735

Maximum= 2,260647

Std.Dev.= 0,227490

Standard Error= 0,032835



I9B

Summary Statistics:I9B

Valid N=48

Mean= 0,988450

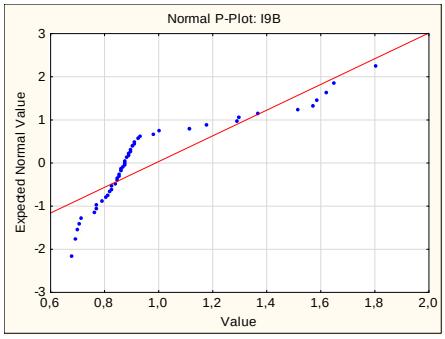
Median= 0,883588

Minimum= 0,683265

Maximum= 1,810794

Std.Dev.= 0,287415

Standard Error= 0,041485



I11B

Summary Statistics:I11B

Valid N=48

Mean= 0,619164

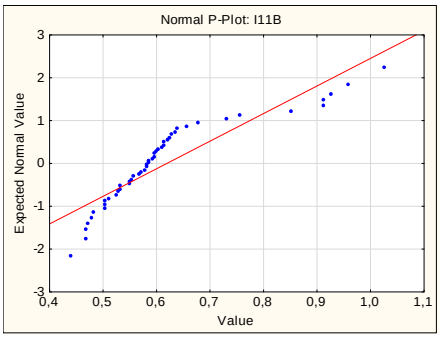
Median= 0,587838

Minimum= 0,443000

Maximum= 1,029500

Std.Dev.= 0,137785

Standard Error= 0,019888



FHL-STRB

Summary Statistics:FHL-STRB

Valid N=48

Mean= 1,057494

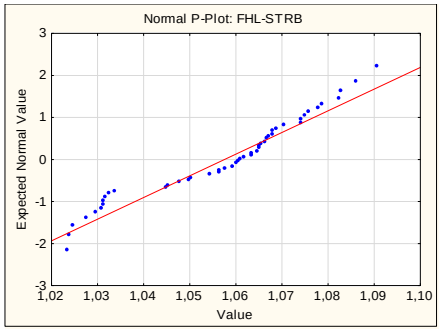
Median= 1,061632

Minimum= 1,023735

Maximum= 1,091000

Std.Dev.= 0,018420

Standard Error= 0,002659



Anexo 15. Tabla de estadísticas Descriptivas para transformador de 25 kVA FHL-STR sábado-domingo

Variable	N° válidos	Media	Mediana	Mínimo	Máximo	Desviación estándar	Error estándar
I1A	48	39,14642	38,49229	28,95050	58,82791	8,133914	1,174029
I3A	48	5,47196	5,38963	2,59376	10,34562	2,170118	0,313230
I5A	48	2,37128	2,59715	1,41621	3,35253	0,600375	0,086657
I7A	48	1,27547	1,20153	1,01182	1,81744	0,191873	0,027695
I9A	48	0,80744	0,69451	0,56003	1,46941	0,265875	0,038376
I11A	48	0,42619	0,41088	0,30809	0,61403	0,086121	0,012430
FHL-STRA	48	1,04202	1,04503	1,01882	1,06732	0,014527	0,002097
I1B	48	41,19722	39,78982	31,66341	62,21597	7,940819	1,146158
I3B	48	6,87194	6,54315	3,50485	13,14865	2,417573	0,348947
I5B	48	2,93685	3,08444	1,87791	4,38500	0,638834	0,092208
I7B	48	1,57382	1,52613	1,26874	2,26065	0,227490	0,032835
I9B	48	0,98845	0,88359	0,68326	1,81079	0,287415	0,041485
I11B	48	0,61916	0,58784	0,44300	1,02950	0,137785	0,019888
FHL-STRB	48	1,05749	1,06163	1,02374	1,09100	0,018420	0,002659

Fuente. El autor

Anexo 16. Certificado de traducción de resumen

GOLDEN GATE ENGLISH LEARNING CENTRE CIA LTDA.
Email: goldengateenglishhouse@gmail.com
Address: Sucre y Lourdes
Phone: +593994835776

Lic. Pablo Patricio Quezada Pinzón

DIRECTOR ACÁDEMICO GOLDEN GATE ENGLISH LEARNING CENTRE

CERTIFICA:

Que la traducción del resumen del trabajo de titulación "Derrateo de transformadores de distribución monofásicos"; del Sr. Carlos Luis Conza Zhingre, con número de cédula de identidad 1104587116, es correcto.

Es todo en cuanto puedo informar en honor a la verdad.

Se extiende la presente petición de la parte interesada para los fines que considere pertinente.

Loja, 15 de noviembre de 2022

Pablo Patricio Quezada Pinzón
DIRECTOR
REGISTRO SENESCYT: 1031-15-1437413

GOLDEN GATE ENGLISH LEARNING CENTRE
RUC: 1191772055001