ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

DIAGNÓSTICO DEL ESTADO DEL SERVICIO ELÉCTRICO APLICADO A UN PRIMARIO DE DISTRIBUCIÓN

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO

HUGO RODRIGO MENA ZAMORA

rodrymen_10@hotmail.com

GABRIEL ALEJANDRO REDROVÁN ANDRADE

gaboredro@hotmail.com

DIRECTOR: MARIO BARBA, Ing.

mario.barba@epn.edu.ec

Quito, Julio 2009

DECLARACIÓN

Nosotros, Mena Zamora Hugo Rodrigo y Redrován Andrade Gabriel Alejandro, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Mena Zamora Hugo Rodrigo **Redrován Andrade Gabriel Alejandro**

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Mena Zamora Hugo Rodrigo y Redrován Andrade Gabriel Alejandro, bajo mi supervisión.

Ing. Mario Barba Clavijo
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTO

Mi agradecimiento va dirigido a Dios y a todas aquellas personas que han hecho posible que esta meta se cumpla.

A mis padres Gladys y Eduardo; a mis hermanos Miguel, Grace, Hikela, Gladys; a toda mi familia y a mi madrina Liliana, gracias a todos por su apoyo constante.

A la EPN y a todo su personal docente y administrativo, de manera especial al Ing. Mario Barba quien nos supo guiar y dedicó tiempo y esfuerzo para que este proyecto culmine.

A la EEQ, quien nos abrió las puertas y nos brindo toda la ayuda necesaria. Al Departamento de Planeamiento y Estudios en especial al Ing. Marco Sosa quien compartió sus conocimientos he hizo posible el desarrollo de esta Tesis, así mismo a la Ing. Merci Jácome, al Ing. Jaime Estrella, al Ing. Diego Aragundi, al Sr. Jaime López por toda la confianza depositada en nosotros, por su amistad y por todos aquellos momentos que nos hicieron sentir parte de su equipo.

Quisiera agradecer de manera especial a mi amiga Andreita por su apoyo incondicional y a toda su familia por acogerme en su casa como uno más de sus hijos.

A todos mis amigos y compañeros Andy, Gaby, Nancy, Luis, Andrés, Adrián, Franklin, Iván, Paúl y a mi compañero de tesis Gabriel por ser lo que han sido todos estos años, mucho más que amigos.

Rodrigo Mena Z.

DEDICATORIA

Dedico este proyecto primeramente al ser que mas amo en el mundo, mi madre, quien con su ternura y amor infinito, ha sido el motor que me impulso a salir adelante. A mi padre Eduardo Rojas, quien con sus sabios consejos ha sabido guiarme y se ha convertido en mi ejemplo a seguir.

A mis Hermanos Miguel, Grace, Hikela y Gladys; a mis cuñados Ángel, Sam y Rosi por estar siempre ahí y brindarme su ayuda.

A todos mis sobrinos, que esta logro mío se transforme en la inspiración que necesiten para alcanzar sus propios sueños.

Rodrigo Mena Z.

AGRADECIMIENTO

A Dios, por darme la vida para haber hecho realidad mi sueño y culminar este proyecto.

A mis padres, Libertad y Galo por ser mi soporte y darme todo su apoyo y confianza a lo largo de mi vida y carrera.

A mis hermanos, Santiago y Pablo por ser parte de mi vida diaria y enseñarme que las cosas más difíciles pueden resultar ser las más simples.

A mi Escuela Politécnica Nacional y a mis profesores, por haberme hecho crecer y ser parte de ella y en especial al Ing. Mario Barba que con su dirección, me brindó sus enseñanzas y amistad.

A mis amigos de la Empresa Eléctrica “Quito” S.A. Marco, Merci, Pablo, Geovanny, Fausto y compañeros que me acogieron como uno más de ellos y me dieron su colaboración y total apoyo para la realización de este proyecto.

Gabriel Redrován A.

DEDICATORIA

Esta tesis se la dedico con todo mi amor y cariño.

A mis padres, Libertad y Galo, por darme todo lo que necesité en mi camino para ser lo que soy ahora, un Ingeniero y a mis hermanos, Santiago y Pablo, por ser mi inspiración y motivación de superarme cada día y ser mejor.

A ti Marcela, por ser la persona que más amo en la vida, gracias por el apoyo que me has dado, por hacerme feliz, por estar junto a mí y ser parte de mis sueños.

A mis amigos de la Poli, en especial a Rodrigo, Paúl y Adrián, por darme una amistad sincera casi convertida en hermandad, gracias por tantos momentos inolvidables y experiencias que nunca saldrán de mi corazón.

Y a los que ya no están junto a mí, Marieta, Hermógenes, Yolanda, Hernán y Beatriz, porque me estuvieron guiando desde el cielo e hicieron que sea posible la culminación de esta tesis, nunca los olvidaré.

Gabriel Redrován A.

CONTENIDO

DECLARACIÓN ii

CERTIFICACIÓN iii

CONTENIDO viii

ÍNDICE DE TABLAS xi

RESUMEN xiv

PRESENTACIÓN xv

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN 1

1.1 OBJETIVOS 1

1.1.1 OBJETIVO GENERAL 1

1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS 1

1.2 ALCANCE 1

1.3 JUSTIFICACIÓN 2

CAPÍTULO 2: DETERMINACIÓN DEL ALIMENTADOR A SER DIAGNOSTICADO 3

2.1 DETERMINACIÓN DEL ALIMENTADOR 3

2.2 ALIMENTADOR 59C 13

2.2.1 ÁREA DE SERVICIO 13

2.2.2 CARACTERÍSTICAS DEL ALIMENTADOR 13

2.2.3 ELEMENTOS DEL ALIMETADOR 13

CAPÍTULO 3: METODOLOGÍA GENERAL DE MUESTREO Y DIAGNÓSTICO 16

3.1 METODOLOGÍA DE MUESTREO 16

3.1.1 SELECCIÓN DEL TAMAÑO DE LA MUESTRA 16

3.1.1.1 Transformadores en Instalación Aérea 16

3.1.1.2 Cámaras de Transformación 21

3.1.1.3 Pararrayos como protección de Líneas Aéreas 23

3.1.2 SELECCIÓN DE LA MUESTRA 23

3.1.2.1 Transformadores en Instalación Aérea 24

3.1.2.2 Cámaras de Transformación 26

3.1.2.3 Pararrayos como protección de Línea Aéreas 27

3.2 METODOLOGÍA DE DIAGNÓSTICO GENERAL 28
3.2.1 METODOLOGÍA DE MEDICIÓN 28
3.2.1.1 Equipo de Medición 28
3.2.1.1.1 Telurómetro Digital 28
3.2.1.1.2 Probador de Descargadores 29
3.2.1.1.3 Registradores de Calidad de Servicio Eléctrico 30
3.2.2 METODOLOGÍA DE DIAGNÓSTICO 32

CAPÍTULO 4: DIAGNÓSTICO DEL ESTADO DEL SERVICIO ELÉCTRICO DEL ALIMENTADOR 34

4.1 MEDICIÓN DE PARÁMETROS DE LOS ELEMENTOS DEL ALIMENTADOR 34
4.1.1 MEDICIÓN DE PARÁMETROS EN TRANSFORMADORES EN INSTALACIÓN AÉREA DEL ALIMENTADOR 34
4.1.1.1 Mediciones en la Zona 1 34
4.1.1.2 Mediciones en la Zona 2 43
4.1.1.3 Mediciones en la Zona 3 53
4.1.1.4 Mediciones en la Zona 4 73
4.1.1.5 Mediciones en la Zona 5 98
4.1.2 MEDICIÓN DE PARÁMETROS EN CÁMARAS DE TRANSFORMACIÓN 111
4.1.3 MEDICIÓN DE PARARRAYOS PARA PROTECCIÓN DE LÍNEAS 142

4.2 DIAGNÓSTICO DEL ESTADO DEL SERVICIO ELÉCTRICO DEL ALIMENTADOR 143
4.2.1 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA 143
4.2.2 CALIDAD DEL PRODUCTO TÉCNICO 143
4.2.2.1 Calidad de Voltaje 143
4.2.2.2 Perturbaciones 144
4.2.2.3 Factor de Potencia 145
4.2.3 ESTUDIO DE CARGA ELÉCTRICA 145
4.2.3.1 Factor de Demanda 146
4.2.3.2 Factor de Carga 146
4.2.3.3 Factor de Pérdidas 147

4.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS 149
4.3.1 TRANSFORMADORES EN INSTALACIÓN AÉREA 149
4.3.1.1 Sistema de Puesta a Tierra 149
4.3.1.2 Pararrayos 151
4.3.1.3 Calidad de Producto y Cargabilidad 153
4.3.2 TRANSFORMADORES EN CÁMARAS 156

4.3.2.1 Sistema de Puesta a Tierra 156
4.3.2.2 Calidad de Producto y Cargabilidad 157
4.3.3 PARARRAYOS PARA PROTECCIÓN DE LÍNEAS 160
4.3.3.1 Sistema de Puesta a Tierra 160
4.3.4 RESISTIVIDAD DEL SUELO 161

CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 163

5.1 CONCLUSIONES 163

5.2 RECOMENDACIONES 166

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 168

ANEXOS 169

ANEXO 1: Lista de Transformadores en Instalación Aérea y Cámaras de Transformación 170

ANEXO 2: Lista de Equipo Aéreo Instalado en el Primario 59 C 171

ANEXO 3: Disposiciones Tipo para Sistemas de Puesta a Tierra. Normas EEQ 172

ANEXO 4A: Curva de Demanda del Alimentador 59 C. Oct. 2008 173

ANEXO 4B: Tabla de Números Aleatorios 174

ANEXO 5: Zonificación del Primario 59 C 175

ANEXO 6: Ubicación de los Transformadores Aéreos y Cámaras 176

ANEXO 7: Fotografías 177

ANEXO 8: Determinación del Tipo de Usuario en Transformadores de la Muestra 178

ÍNDICE DE TABLAS

CAPÍTULO 2

Tabla 2.1 *Estado actual de Transformadores de S/E de Distribución – EEQ* ____ *3*

Tabla 2.2 *Desconexiones por descargas atmosféricas en S/E (2004 – 1er Semestre 2008)* ____ *5*

Tabla 2.3 *Desconexiones por descargas atmosféricas en alimentadores primarios de Subestaciones escogidas 2004 – 1er Semestre 2008* ____ *8*

Tabla 2.4 *Alimentadores que presentan un número de desconexiones en el año 2007* ____ *9*

Tabla 2.5 *Número y Tipo de Abonados del Primario 59C en el año 2008* ____ *10*

Tabla 2.6 *Características del Alimentador* ____ *13*

Tabla 2.7 *Número total de Transformadores del Primario 59C* ____ *14*

Tabla 2.8 *Número total de Equipos del Primario 59C* ____ *15*

CAPÍTULO 3

Tabla 3.1 *Número de transformadores en ramales y troncales* ____ *17*

Tabla 3.2 *Promedio de Espacios Muestrales (SPT y Cargabilidad)* ____ *21*

Tabla 3.3 *Promedio de Espacios Muestrales.* ____ *22*

Tabla 3.4 *Determinación de muestras por Zonas* ____ *25*

Tabla 3.5 *Selección de seccionadores y transformadores por Zonas* ____ *26*

**RA (Seccionador con dispositivo rompearco)* ____ *26*

Tabla 3.6 *Selección de Cámaras de transformación* ____ *27*

Tabla 3.7 *Selección de pararrayos en líneas* ____ *27*

Tabla 3.8 *Distancia aproximada entre electrodos auxiliares* ____ *29*

CAPÍTULO 4

Tabla 4.1 *Medición de Sistemas de Puesta a Tierra - Zona 1* ____ *35*

Tabla 4.2 *Medición de Pararrayos de transformadores - Zona 1* ____ *36*

Tabla 4.3 *Factor de Potencia vs. Carga transformador #17742 - Zona 1* ____ *39*

Tabla 4A *Resumen de Calidad de Producto y Cargabilidad - Zona 1* ____ *39*

Tabla 4.4 *Factor de Potencia vs. Carga transformador #76840 - Zona 1* ____ *42*

Tabla 4.5 *Medición de Sistemas de Puesta a Tierra - Zona 2* ____ *43*

Tabla 4.6 *Medición de Pararrayos de transformadores - Zona 2* ____ *43*

Tabla 4.7 *Factor de Potencia vs. Carga transformador #41718 - Zona 2* ____ *46*

Tabla 4.8 *Factor de Potencia vs. Carga transformador #165081 - Zona 2* ____ *49*

Tabla 4.9 *Factor de Potencia vs. Carga transformador #163672 - Zona 2* ____ *52*

Tabla 4B *Resumen de Calidad de Producto y Cargabilidad - Zona 2* 52
Tabla 4.10 *Medición de Sistemas de Puesta a Tierra - Zona 3* 53
Tabla 4.11 *Medición de Pararrayos de transformadores - Zona 3* 54
Tabla 4.12 *Factor de Potencia vs. Carga transformador #24775 - Zona 3* 57
Tabla 4.13 *Factor de Potencia vs. Carga transformador #24776 - Zona 3* 60
Tabla 4.14 *Factor de Potencia vs. Carga transformador #24777 - Zona 3* 63
Tabla 4.15 *Factor de Potencia vs. Carga transformador #24778 - Zona 3* 66
Tabla 4.16 *Factor de Potencia vs. Carga transformador #24779 - Zona 3* 69
Tabla 4.17 *Factor de Potencia vs. Carga transformador #24780 - Zona 3* 72
Tabla 4C *Resumen de Calidad de Producto y Cargabilidad - Zona 3* 72
Tabla 4.18 *Medición de Sistemas de Puesta a Tierra - Zona 4* 73
Tabla 4.19 *Medición de Pararrayos de transformadores - Zona 4* 73
Tabla 4.20 *Factor de Potencia vs. Carga transformador #6238 - Zona 4* 76
Tabla 4.21 *Factor de Potencia vs. Carga transformador #24942 - Zona 4* 79
Tabla 4.22 *Factor de Potencia vs. Carga transformador #36372 - Zona 4* 82
Tabla 4.23 *Factor de Potencia vs. Carga transformador #101422 - Zona 4* 85
Tabla 4.24 *Factor de Potencia vs. Carga transformador #101423 - Zona 4* 88
Tabla 4.25 *Factor de Potencia vs. Carga transformador #101425 - Zona 4* 91
Tabla 4.26 *Factor de Potencia vs. Carga transformador #107166 - Zona 4* 94
Tabla 4.27 *Factor de Potencia vs. Carga transformador #107168 - Zona 4* 97
Tabla 4D *Resumen de Calidad de Producto y Cargabilidad - Zona 4* 97
Tabla 4.28 *Medición de Sistemas de Puesta a Tierra - Zona 5* 98
Tabla 4.29 *Medición de Pararrayos de transformadores - Zona 5* 98
Tabla 4.30 *Factor de Potencia vs. Carga transformador #34100 - zona 5* 101
Tabla 4.31 *Factor de Potencia vs. Carga transformador #32697 - zona 5* 104
Tabla 4.32 *Factor de Potencia vs. Carga transformador #37673 - zona 5* 107
Tabla 4.33 *Factor de Potencia vs. Carga transformador #36869 - zona 5* 110
Tabla 4E *Resumen de Calidad de Producto y Cargabilidad - Zona 5* 110
Tabla 4.34 *Medición de Sistemas de Puesta a Tierra – Cámaras de Transformación* 111
Tabla 4.35 *Factor de Potencia vs. Carga transformador #22860 – Residencial* 114
Tabla 4.36 *Factor de Potencia vs. Carga transformador #161867 – Residencial* 117
Tabla 4.37 *Factor de Potencia vs. Carga transformador #101258 – Industrial* 120
Tabla 4.38 *Factor de Potencia vs. Carga transformador #33883 – Industrial* 123
Tabla 4.39 *Factor de Potencia vs. Carga transformador #5487 – Industrial* 126
Tabla 4.40 *Factor de Potencia vs. Carga transformador #2680 – Industrial* 129
Tabla 4.41 *Factor de Potencia vs. Carga transformador #18070 – Industrial* 132

Tabla 4.42 *Factor de Potencia vs. Carga transformador #31285 – Industrial* _____ *135*
Tabla 4.43 *Factor de Potencia vs. Carga transformador #15510 – Industrial* _____ *138*
Tabla 4.44 *Factor de Potencia vs. Carga transformador #10102 – Industrial* _____ *141*
Tabla 4F *Resumen de Calidad de Producto y Cargabilidad - Cámaras* _____ *141*
Tabla 4.45 *Medición de Sistemas de Puesta a Tierra – Pararrayos Ubicados en Líneas* _____ *142*
Tabla 4.46 *Tolerancia THD para Armónicas* _____ *145*
Tabla 4.47 *Mejoras del SPT* _____ *150*
Tabla 4.48 *Mejoras del SPT* _____ *151*
Tabla 4.49 *Pruebas Laboratorio de Alto Voltaje E.P.N.* _____ *152*
Tabla 4.50 *Factor de potencia en Transformadores en Instalación Aérea* _____ *154*
Tabla 4. 51 *Factor de carga y demanda en Transformadores en Instalación Aérea* _____ *155*
Tabla 4. 52 *Factor de carga y demanda en Transformadores en Instalación Aérea* _____ *156*
Tabla 4. 53 *Factor de potencia en cámaras de transformación* _____ *157*
Tabla 4. 54 *Factor de carga y demanda en cámaras de transformación* _____ *158*
Tabla 4. 55 *Porcentaje de Cámaras de Transformación que cumplen con las Normas* _____ *159*
Tabla 4. 56 *Cálculo de la Carga Media promedio* _____ *160*
Tabla 4. 57 *Mediciones de Resistividad en Transformadores y Cámaras* _____ *162*

RESUMEN

El presente trabajo describe el Diagnostico del Estado del Servicio Eléctrico del Primario C de la Subestación Eugenio Espejo (59) del sistema de distribución de la EEQ S.A.

Para esto, se ha analizado tres aspectos como son: Calidad del Producto Técnico (niveles de voltaje, factor de potencia, armónicos y flickers), Cargabilidad de Transformadores y Sistemas de Puesta a Tierra (en Transformadores, finales de circuitos secundarios, pararrayos para protección de líneas y mallas en cámaras de transformación).

Con este diagnostico se busca establecer las condiciones de estado y funcionamiento de los elementos que conforman este primario, así mismo, determinar los motivos de las desconexiones y reducir el número de estas.

Se encontró que las causas de las salidas del primario son principalmente, el mal estado o inexistencia del sistema de puesta a tierra y la mala operación de los pararrayos que arrastraban la frecuencia de 60Hz, provocando cortocircuito.

Finalmente se llega a conclusiones muy importantes, que contribuirán al mejoramiento del estado del servicio eléctrico y al incremento de la confiabilidad del suministro de energía eléctrica. Así mismo se plantea varias recomendaciones que ayudarán a mejorar el sistema de distribución, empezando desde la fiscalización de proyectos hasta el mantenimiento de todos los elementos que intervienen en el Alimentador.

PRESENTACIÓN

Este trabajo es un estudio realizado conjuntamente y para la Empresa Eléctrica Quito (EEQ S.A.), el cual lleva como titulo “DIAGNÓSTICO DEL ESTADO DEL SERVICIO ELÉCTRICO APLICADO A UN PRIMARIO DE DISTRIBUCIÓN”, el cual consta de cinco Capítulos, los que se describen a continuación:

En el Capitulo 1 se define el objetivo general y los específicos, así mismo el alcance y la justificación de este proyecto.

La forma de determinar el Alimentador a ser diagnosticado y las características y elementos que componen el mismo, se presentan en el Capitulo 2.

En el Capitulo 3, se expone la Metodología de Muestreo que determina y selecciona el tamaño de la muestra en transformadores (en torres y cámaras) y equipos de protección, la Metodología de Medición, en donde se describe brevemente los equipos a utilizarse y la Metodología de Diagnostico que menciona los parámetros a cumplir de las Normas de Distribución de la EEQ, Especificaciones Técnicas de los equipos de protección y la Regulación 004/01 del CONELEC.

La medición de todos los parámetros de los elementos del alimentador (Transformadores Aéreos, Cámaras y Pararrayos), se encuentra en el Capitulo 4, analizando el Sistema de Puesta a Tierra, Calidad de Producto Técnico y Cargabilidad en Transformadores, se realiza el Diagnostico del Estado del Servicio Eléctrico del Alimentador.

En el Capítulo 5 se describen las conclusiones a las que se llegan luego del diagnóstico realizado a este alimentador y se da una serie de recomendaciones que contribuirán a mejorar el Sistema de Distribución.

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 OBJETIVO GENERAL

- Establecer las condiciones de estado y funcionamiento de los elementos que conforman un primario del sistema de distribución de la EEQ S.A.

1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Establecer el estado, funcionamiento y cargabilidad de transformadores.
- Indicar el estado y funcionamiento de equipos de protección y seccionamiento.
- Determinar la disposición y estado del sistema de puesta a tierra.
- Elaborar cuadros de diagnóstico del Sistema de Puesta a tierra, Cargabilidad y Calidad de producto del alimentador que permitan dar recomendaciones para mantenimiento o dar soluciones a problemas de continuidad de servicio.

1.2 ALCANCE

Se diagnosticará el estado del servicio eléctrico de un alimentador, previo a un análisis de las condiciones físicas y técnicas en las que se encuentran sus equipos y los elementos que conforman el sistema de puesta a tierra instalado.

Se analizará los parámetros de funcionamiento de transformadores (cargabilidad, voltajes, corrientes), pararrayos (voltajes de operación, conducción y resistencia de aislamiento); y mediciones de resistencia de puesta a tierra.

Para este estudio se escogerá el primario “C” de la Subestación Eugenio Espejo del sur de Quito, ya que en las estadísticas de la EEQ, es aquel que presenta mayores desconexiones debido, según reportes, a descargas atmosféricas.

Características generales:

- Instalación Aérea
- Voltaje Nominal: 22.8 GRDY/13.2 kV,
- Distancia aproximada: 83 km,
- Nº transformadores: 463 (1ϕ), 202 (3ϕ),
- Nº equipos (pararrayos, seccionadores, reconectadores): 220

Se utilizará un muestreo irrestricto aleatorio en centros de transformación, escogiendo zonas y sub-zonas que permitan el seccionamiento de ramales de la troncal del primario para determinar la muestra bajo estudio.

En el caso de los pararrayos, para el diagnostico, se realizará un sólo muestreo, sin zonas.

Mediante cuadros de diagnóstico se establecerán las recomendaciones de mantenimiento y solución a problemas de continuidad de servicio.

1.3 JUSTIFICACIÓN

Este proyecto se realiza debido a los diferentes problemas que ha tenido la Empresa Eléctrica Quito como son: las desconexiones originadas por descargas atmosféricas, la no operación de equipos de protección y la falta de confiabilidad en el suministro de energía eléctrica.

El diagnostico a realizarse podrá determinar el origen de los problemas que se generan en este primario y por ende las medidas a tomar para mejorar el estado del servicio eléctrico.

CAPÍTULO 2: DETERMINACIÓN DEL ALIMENTADOR A SER DIAGNOSTICADO

2.1 DETERMINACIÓN DEL ALIMENTADOR

En la Tabla 2.1 se presenta un diagnostico del estado actual de los transformadores de las Subestaciones de Distribución de la EEQ S.A.

ESTADO DE TRAFOS DE LAS SUBESTACIONES						
S/E	Marca	Año fabricación	Cap. Instal. MVA	Refrigeración	Relación KV	Observaciones
01 Olímpico 6.3	BRUSH - Móvil	-	9.375/10.5	0A/FA	46/6.3	Equipo viejo, sin servicio en el 2007
01 Olímpico 6.3	SIEMENS-13	-	5/6.25	0A/FA	43.8-21.9/6.3	Equipo viejo, fuera de servicio desde 2005.
01 Olímpico 6.3	SIEMENS	2006	15/20	ONAN/ONAF	46/6.3	
01 Olímpico 6.3	SIEMENS		15/20	ONAN/ONAF	46/6.3	Daño en el LTC, dado de baja.
02 Luluncoto 6.3	ASEA	1966	5/6.25	0A/FA	43.8/6.3	Equipo viejo
02 Luluncoto 6.3	SAVOISIENNE	1957	6,25	OA	43.8/6.3	Sin regulación
02 Luluncoto 23	SAVOISIENNE	1960	2.5/7.5	OA	46/22/6.3	Sin regulación
03 Barrionuevo	YORKSHIRE	1977	15/20	OA/FA	46/23/6.3	Tuvo falla en LTC, reparado
03 Barrionuevo	PAUWELS	1995	15/20	OA/FA	46/6.3	
04 Chimbacalle	NISSIN ELECTRIC	1987	12/16/20	OA/FA/FOA	46/6.3	Cromatografía indica posible arco interno
06 Esc. Sucre	SIEMENS	1960	5/6.25	OA/FA	43.8/21.9/6.3	LTC en media posición para regulación
07 San Roque	YORKSHIRE	1978	15/20	OA/FA	46/6.3	Daño en el LTC, en manual.
08 La Marín	MITSUBISHI	1972	8/10	OA/FA	43.8/6.3	Falla en mecanismo del LTC
09 Miraflores	MITSUBISHI	1972	8/10	OA/FA	43.8/6.3	Falla en mecanismo del LTC
10 Diez Vieja	MITSUBISHI-17	-	8/10	OA/FA	43.8/6.3	Equipo viejo
10 Diez Vieja	SIEMENS		5/6.25	OA/FA	43.8/6.4	Fuera de servicio
11 B. Quevedo	MITSUBISHI	1972	8/10	OA/FA	43.8/6.3	Equipo viejo
12 La Floresta	MITSUBISHI	1972	8/10	OA/FA	43.8/6.3	Equipo viejo
13 G. Centeno	SIEMENS	1998	15/20	ONAN/ONAF	46/6.3	
15 El Bosque	YORKSHIRE	1973	15/20	OA/FA	46/6.3	Daño en el LTC, fuera de servicio.
15 El Bosque	SIEMENS	2007	15/20	ONAN/ONAF	46/6.3	
16 Rio Coca	MEIDENSHA	1980	15/20	ONAN/ONAF	46/6.3	
16 Rio Coca	MEIDENSHA	1980	15/20	ONAN/ONAF	46/6.3	
17 Andalucia	SIEMENS	1998	15/20	ONAN/ONAF	46/6.3	
18 Cristiania	PAUWELS	1997	20/27/33	OA/FA1/FA2	138/23	
18 Cristiania	TRAFO	2003	20/27/33	OA/FA1/FA2	138/23	Trafo reparado en fábrica por caida
19 Cotocollao	MEIDENSHA	1980	60/80/100	OA/FA/FOA	138/46/23	
19 Cotocollao	SIEMENS	1994	20/27/33	ONAN/ONAF1/ONAF2	46/23	
19 Cotocollao	YORKSHIRE	1978	15/20	OA/FA	46/23/13.8	Equipo viejo
21 Epiclachima	SIEMENS	2006	20/27/33	ONAN/ONAF1/ONAF2	46/23	Devuelto por el seguro.
21 Epiclachima	YORKSHIRE	1977	15/20	OA/FA	46/23	Mantenimiento LTC
21 Epiclachima	SIEMENS	2005	20/27/33	ONAN/ONAF1/ONAF2	46/23	Dado de baja x CC. Devuelto al seguro
24 Carolina	MEIDENSHA	1980	15/20	ONAN/ONAF	46/6.3	
27 San Rafael	MEIDENSHA	1994	20/26.7/33	OA/FA/FOA	46/23	
27 San Rafael	SAVOISIENNE	1957	2.5/7.5	OA	46/22/6.3	Equipo viejo
28 Iñaquito	PAUWELS	1998	15/20	OA/FA	46/6.3	
32 Diez Nueva	YORKSHIRE	1978	15/20	OA/FA	46/6.3	Daño en el LTC, en manual.
34 Machachi	YORKSHIRE	1978	15/20	OA/FA	46/23	
36 Tumbaco	SIEMENS	1994	20/27/33	ONAN/ONAF1/ONAF2	46/23	
36 Tumbaco	YORKSHIRE	1977	15/20	OA/FA	46/23	Mantenimiento LTC, empaques sudan aceite
37 Santa Rosa	YORKSHIRE	1978	15/20	OA/FA	46/23	reparado LTC
49 Los Bancos	MITSUBISHI	1972	8/10	OA/FA	43.8/13.2	Equipo viejo
53 P. Guerrero	PAUWELS	1997	15/20	OA/FA	46/6.3	
54 Papallacta	-	-	-	-	-	circuito primario alimentado desde C.H.Ecoluz
55 Sangolquí	YORKSHIRE	1977	15/20	OA/FA	46/23	Equipo viejo
57 Pomasqui	PAUWELS	1998	20/27/33	OA/FA1/FA2	138/23	
57 Pomasqui	TRAFO	2003	20/27/33	OA/FA1/FA2	138/23	dañado LTC, devuelto al seguro.
57 Pomasqui	SIEMENS	2006	20/27/33	ONAN/ONAF1/ONAF2	138/23	El que se compró para la S/E Conocoto
58 El Quinche	YORKSHIRE	1977	15/20	OA/FA	46/23	Equipo viejo
59 E. Espejo	PAUWELS	1998	20/27/33	OA/FA1/FA2	138/23	
59 E. Espejo	SIEMENS	2006	20/27/33	ONAN/ONAF1/ONAF2	138/23	
23 Conocoto	ABB	2008	20/27/33	ONAN/ONAF1/ONAF2	138/23	Trafo devuelto por el seguro, sin energizar.

Tabla 2.1 Estado actual de Transformadores de S/E de Distribución – EEQ [1]

Para escoger el alimentador de este estudio, se tomará en cuenta, las estadísticas de la Empresa Eléctrica Quito (SDI) por medio del programa Oracle Discoverer®, bajo los siguientes criterios:

1. Las Subestaciones que hayan tenido mayor cantidad de desconexiones por causa de descargas atmosféricas[1] durante el período 2004 – 1er. Semestre de 2008.
2. El alimentador de cada Subestación escogida en el numeral 1, en el que conste mayor cantidad de desconexiones por descargas atmosféricas.
3. La Tasa de variación anual de desconexiones por descargas atmosféricas.

La tasa de variación de desconexiones, representa el incremento o decremento de la cantidad de desconexiones por descargas atmosféricas del 1er Semestre 2008 con respecto al año 2007.

En la Tabla 2.2 se presenta una estadística del número de desconexiones por descargas atmosféricas desde el 2004 hasta el primer semestre del 2008.

[1] Cabe indicar que el término descarga atmosférica consta como causa de desconexión en el registro de la EEQ S.A.

Subestacion	Numeración	Año 2004	Año 2005	Año 2006	Año 2007	1er S. Año 2008	TOTAL
		Desc. Atmos.	Desc. Atmos.	Desc. Atmos.	Desc. Atmos.	Desc. Atmos.	
OLIMPICO	1	2	1	3	4	1	**11**
LULUNCOTO	2	4	23	30	8	7	**72**
BARRIONUEVO	3	5	32	13	11	11	**72**
CHIMBACALLE	4	3	8	11	12	9	**43**
ESCUELA SUCRE	6	0	3	1	2	0	**6**
SAN ROQUE	7	5	2	8	12	11	**38**
LA MARIN	8	1	5	1	4	0	**11**
MIRAFLORES	9	5	6	7	7	5	**30**
DIEZ VIEJA	10	1	0	3	2	1	**7**
BELISARIO QUEVEDO	11	2	3	6	4	0	**15**
LA FLORESTA	12	1	3	2	1	1	**8**
GRANDA CENTENO	13	2	1	2	3	1	**9**
EL BOSQUE	15	2	8	5	4	1	**20**
RIO COCA	16	3	6	6	6	9	**30**
ANDALUCIA	17	0	2	1	3	1	**7**
CRISTIANIA	18	10	27	9	9	1	**56**
COTOCOLLAO	19	3	11	3	13	2	**32**
EPICLACHIMA	21	10	18	18	26	12	**84**
CAROLINA	24	0	4	2	3	0	**9**
SAN RAFAEL	27	34	25	27	23	7	**116**
IÑAQUITO	28	1	1	1	1	0	**4**
DIEZ NUEVA	32	2	2	6	3	1	**14**
MACHACHI	34	11	13	15	18	3	**60**
TUMBACO	36	24	22	19	8	0	**73**
SANTA ROSA	37	36	50	36	40	13	**175**
LOS BANCOS	49	8	7	11	13	3	**42**
PEREZ GUERRERO	53	0	1	4	2	0	**7**
PAPALLACTA	54	2	4	4	1	0	**11**
SANGOLQUI	55	21	38	46	24	16	**145**
POMASQUI	57	5	19	2	9	2	**37**
EL QUINCHE	58	10	7	2	4	0	**23**
EUGENIO ESPEJO	59	37	69	37	25	16	**184**
PROMEDIO DE DESCONEXIONES							**45**

Tabla 2.2 Desconexiones por descargas atmosféricas en S/E (2004 – 1er Semestre 2008)

Para escoger las subestaciones que presenten mayor cantidad de desconexiones por descargas atmosféricas, se tomo como base el promedio total de desconexiones de todas las subestaciones en los últimos cuatro años, este promedio es de 45 fallas/período.

Como se puede apreciar en la Tabla 2.2, existen 10 Subestaciones que superan el promedio de desconexiones por descargas atmosféricas durante el período 2004 – 1er Semestre 2008 y son: LULUNCOTO (72), BARRIONUEVO (72), CRISTIANIA (56), EPLICACHIMA (84), SAN RAFAEL (116), MACHACHI (60), TUMBACO (73), SANTA ROSA (175), SANGOLQUÍ (145) y EUGENIO ESPEJO (181), (Figura 2.1).

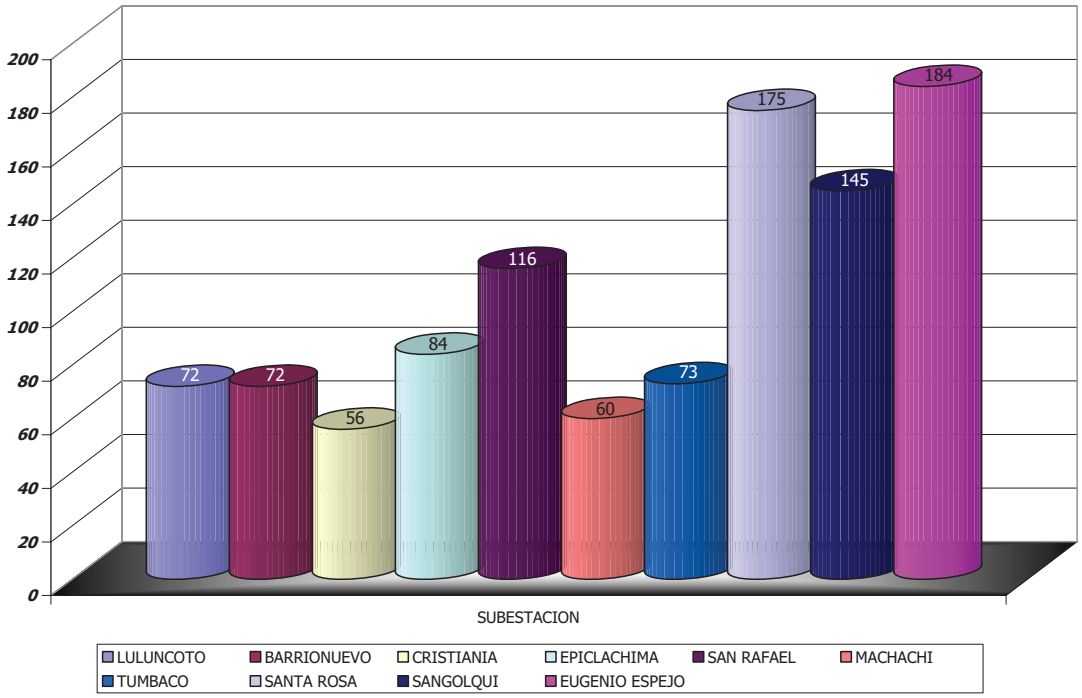


Figura 2.1 Desconexiones por descargas atmosféricas en Subestaciones (2004 – 1er Semestre 2008)

De las subestaciones citadas, la Tabla 2.3, muestra una estadística de salidas por alimentador y las tasas de variación correspondientes.

SUBESTACIÓN	PRIMARIO	FALLAS 2004	FALLAS 2005	FALLAS 2006	FALLAS 2007	FALLAS 1er SEMESTRE 2008	Tasa de variación de fallas 2004 - 2005	Tasa de variación de fallas 2005 - 2006	Tasa de variación de fallas 2006 - 2007	Tasa de variación de fallas 2007 - Primer Semestre 2008	TOTAL FALLAS POR PRIMARIO 2004 - 1er Semestre 2008
LULUNCOTO 2	A	3	14	19	4	2	367%	36%	-79%	-50%	***42***
	B	0	1	1	0	2	---	0%	-100%	---	***4***
	C	1	1	3	1	1	0%	200%	-67%	0%	***7***
	D	0	2	6	2	4	---	200%	-67%	100%	***14***
	O	0	5	1	1	---	---	-80%	0%	---	***7***
BARRIONUEVO 3	A	0	2	0	2	3	---	-100%	---	50%	***7***
	B	0	3	2	0	2	---	-33%	-100%	---	***7***
	C	0	5	1	0	1	---	-80%	-100%	---	***7***
	D	0	4	0	0	1	---	-100%	---	---	***5***
	E	2	1	0	0	1	-50%	-100%	---	---	***4***
	O	1	3	2	2	---	200%	-33%	0%	---	***8***
	T	2	14	8	7	3	600%	-43%	-13%	-57%	***34***
CRISTIANIA 18	A	0	2	1	0	0	---	-50%	-100%	---	***3***
	B	6	6	0	2	0	0%	-100%	---	-100%	***14***
	C	0	2	1	1	1	---	-50%	0%	0%	***5***
	D	0	6	1	2	0	---	-83%	100%	-100%	***9***
	E	1	6	1	1	0	500%	-83%	0%	-100%	***9***
	F	1	2	5	0	0	100%	150%	-100%	---	***8***
	G	1	3	0	2	0	200%	-100%	---	-100%	***6***
	Q	1	0	0	1	---	-100%	---	---	---	***2***
	R	---	0	---	---	---	---	---	---	---	***0***
EPLICACHIMA 21	A	0	0	4	3	1	---	---	-25%	-67%	***8***
	B	2	0	1	1	0	-100%	---	0%	-100%	***4***
	C	1	1	2	3	1	0%	100%	50%	-67%	***8***
	D	7	13	8	14	8	86%	-38%	75%	-43%	***50***
	E	0	0	2	3	2	---	---	50%	-33%	***7***
	Q	0	4	1	2	---	---	-75%	100%	---	***7***

SAN RAFAEL 27	A	14	5	5	3	1	-64%	0%	-40%	-67%	***28***
	B	4	0	3	3	2	-100%	---	0%	-33%	***12***
	C	0	---	---	---	---	---	---	---	---	***0***
	D	7	9	11	4	1	29%	22%	-64%	-75%	***32***
	F	8	7	4	10	3	-13%	-43%	150%	-70%	***32***
	Q	1	4	4	3	---	300%	0%	-25%	---	***12***
MACHACHI 34	A	2	4	8	15	3	100%	100%	88%	-80%	***32***
	B	0	2	1	1	0	---	-50%	0%	-100%	***4***
	C	2	1	2	1	0	-50%	100%	-50%	-100%	***6***
	D	3	1	2	0	0	-67%	100%	-100%	---	***6***
	Q	4	5	2	1	0	25%	-60%	-50%	-100%	***12***
TUMBACO 36	A	3	3	1	0	0	0%	-67%	-100%	---	***7***
	B	6	2	2	0	0	-67%	0%	-100%	---	***10***
	C	3	2	5	0	0	-33%	150%	-100%	---	***10***
	D	3	4	5	4	0	33%	25%	-20%	-100%	***16***
	E	5	7	4	3	1	40%	-43%	-25%	-67%	***20***
	F	3	1	2	0	0	-67%	100%	-100%	---	***6***
	Q	1	3	0	1	---	200%	-100%	---	---	***5***
SANTA ROSA 37	A	12	5	7	6	3	-58%	40%	-14%	-50%	***33***
	B	4	22	8	2	0	450%	-64%	-75%	-100%	***36***
	C	9	8	8	11	5	-11%	0%	38%	-55%	***41***
	D	11	15	13	20	5	36%	-13%	54%	-75%	***64***
	Q	0	---	0	1	---	---	---	---	---	***1***
SANGOLQUÍ 55	A	2	1	5	1	3	-50%	400%	-80%	200%	***12***
	B	6	18	17	8	2	200%	-6%	-53%	-75%	***51***
	C	6	6	9	6	3	0%	50%	-33%	-50%	***30***
	D	2	2	6	2	5	0%	200%	-67%	150%	***17***
	E	3	4	3	2	3	33%	-25%	-33%	50%	***15***
	Q	2	7	6	5	---	250%	-14%	-17%	---	***20***
EUGENIO ESPEJO 59	A	11	18	10	4	3	64%	-44%	-60%	-25%	***46***
	B	8	13	8	4	4	63%	-38%	-50%	0%	***37***
	C	11	3	4	8	8	-73%	33%	100%	0%	***34***
	D	7	35	15	8	1	400%	-57%	-47%	-88%	***66***
	Q	0	---	---	1	---	---	---	---	---	***1***
	Promedio de Desconexiones 2007					**4**					

Tabla 2.3 Desconexiones por descargas atmosféricas en alimentadores primarios de Subestaciones escogidas 2004 – 1er Semestre 2008

La tasa de variación anual es un factor determinante al momento de escoger los alimentadores con mayor número de desconexiones, ya que nos permite observar la tendencia de desconexiones en el periodo 2004 – 1er Semestre 2008, (ver Tabla 2.3).

Para seleccionar los primarios más críticos de las subestaciones de la Tabla 2.3, se tomó como base el promedio de desconexiones en el año 2007, es decir de 4 fallas/año.

Los siguientes factores determinan el alimentador con mayor número de desconexiones por descargas atmosféricas:

- El número de desconexiones en el 2007 mayor al promedio.
- La tasa de variación de desconexiones en el período 2007 – 1er Semestre 2008.
- El número de desconexiones en el 1er Semestre 2008.

En la Tabla 2.4 se muestran los alimentadores que cumplen el primer factor indicado anteriormente.

Alimentador	FALLAS 2007	FALLAS 1er SEMESTRE 2008	Tasa de variación de fallas 2007 - Primer Semestre 2008
3T	7	3	-57%
21D	14	8	-43%
27F	10	3	-70%
34A	15	3	-80%
37A	6	3	-50%
37C	11	5	-55%
37D	20	5	-75%
55B	8	2	-75%
55C	6	3	-50%
55Q	5	0	-100%
59C	8	8	0%
59D	8	1	-88%

Tabla 2.4 Alimentadores que presentan un número de desconexiones en el año 2007, mayor que 4

En la Tabla 2.4, se observa que el único alimentador que no presenta un decremento en las desconexiones por descargas atmosféricas es el 59C, ya que el valor de la tasa de variación es cero, el número de desconexiones del 2007 es igual al número de desconexiones de lo que va del 2008.

Por todo lo dicho anteriormente, se escoge el primario “C” de la Subestación Eugenio Espejo del sur de Quito.

Para el primario 59 C y con ayuda del Sistema de Información Geográfica (G.I.S.) se puede obtener la lista de abonados de un alimentador, catalogados en la Tabla 2.5 por el número y tipo en el año 2008.

Tipo de Abonados	59C
Al.Pub/Serv.Comunitario	51
Asistencia Social	4
Ind.Demanda con reg.horario	5
Industr. con Demanda	2
Industrial Artesanal	23
Bombeo Agua con Demanda	1
Comercial sin Demanda	158
Edif. Oficiales sin Demanda	2
Residencial	1942
Residencial Tercera Edad	38
Número Total de Abonados	***2226***

Tabla 2.5 Número y Tipo de Abonados del Primario 59C en el año 2008

El tipo de abonado a sido catalogado de acuerdo a lo que establece las siguientes definiciones:

- **RESIDENCIAL**

Es aquel, cuyo servicio de energía eléctrica es destinado exclusivamente a uso doméstico en las habitaciones y anexos, que normalmente constituyen la residencia de una unidad familiar. Se clasifican también en esta categoría los abonados o usuarios de pequeños consumos y bajos recursos económicos, que tengan integrada a su vivienda una pequeña actividad de comercio o pequeños talleres de artesanía, tales como, tienda-vivienda, zapatería-vivienda, etc. y son servidos por la Empresa en los niveles de voltaje de hasta 600V.

Se conoce como abonado **Residencial de Tercera Edad**, a los clientes residenciales cuya edad es mayor o igual a 65 años. [2][3]

- **COMERCIAL**

Es aquel, cuyo servicio de energía eléctrica, suministrado a casas, edificios, departamentos, etc., es destinado por el abonado o sus inquilinos para fines de negocios o actividades profesionales, y a locales destinados a cualquier otra actividad, por la cual el propietario o arrendatario reciba alguna remuneración del público que a él concurra. Se clasifican, por lo tanto, dentro de estos usuarios comerciales a tiendas, almacenes, salas de cine, hoteles y afines, clínicas particulares, etc.

A los usuarios comerciales de la EEQ se les aplica la tarifa **comercial sin demanda**, cuando su carga instalada es de hasta 10 kW y pagan por la energía activa consumida. [2][3]

- **INDUSTRIAL**

Es aquel, cuyo servicio de energía eléctrica es utilizado en lugares tales como fábricas, talleres, aserraderos, molinos, etc., destinados a la elaboración o transformación de productos por cualquier medio industrial.

A los usuarios industriales de la EEQ se les aplica la tarifa **industrial con demanda**, cuando su carga instalada es mayor a 10 kW y pagan por la energía activa consumida y la demanda.

A los usuarios industriales de la EEQ se les aplica la tarifa **industrial artesanal**, cuando su carga instalada es de hasta 10 kW y pagan por la energía activa consumida. [2][3]

- **ALUMBRADO PÚBLICO Y SERVICIO COMUNITARIO**

Se aplicará a la energía registrada por un medidor, para alumbrado de espacios comunitarios particulares y para los servicios comunitarios correspondientes. [2][3]

- **ASISTENCIA SOCIAL**

Es aquel, cuyo servicio de energía eléctrica es utilizado en lugares tales como fundaciones, centros de asistencia, etc. [2][3]

- **ENTIDADES OFICIALES**

Son aquellos clientes cuyo servicio de energía eléctrica es utilizado en entidades gubernamentales como embajadas, gobernaciones, etc.

A los usuarios de entidades oficiales de la EEQ se les aplica la tarifa **entidad oficial sin demanda**, cuando su carga instalada es de hasta 10 kW y pagan por la energía activa consumida. [2][3]

- **BOMBEO DE AGUA**

Es aquel, cuyo servicio de energía eléctrica es utilizado para el bombeo de agua en lugares tales como condominios, edificios, etc.

A los usuarios de bombeo de agua de la EEQ se les aplica la tarifa **bombeo de agua con demanda**, cuando su carga instalada es mayor a 10 kW y pagan por la energía activa consumida y la demanda. [2][3]

2.2 ALIMENTADOR 59C

2.2.1 ÁREA DE SERVICIO

Este Alimentador de la S/E Eugenio Espejo alimenta a los sectores de La Independencia, La Ecuatoriana, Quitumbe, Argentina, Santa Isabel y Bellavista de Sur, todos ubicados en el sur de la cuidad de Quito.

2.2.2 CARACTERÍSTICAS DEL ALIMENTADOR

ALIMENTADOR 59C		
Subestación	59 - Eugenio Espejo	
Voltaje nominal	22.8 GRDY/13.2 kV	
Longitud	83 km	
Conductores troncal	AA3x4/0(2/0)	
	AA3x3/0(1/0)	
	AA3x2/0(2)	
Disposiciones Tipo	RVA1-2-3-4	Estructuras
	RVB1-2-3-4	
	MVT3-4	Montaje de Equipos
	MVP1-3	
	SVT1	
	MVF1-2-3	

Tabla 2.6 Características del Alimentador

2.2.3 ELEMENTOS DEL ALIMETADOR

Del G.I.S. se obtuvo el número de transformadores montados en postes y torres y de cámaras de transformación, equipo de seccionamiento y de protección. Los datos obtenidos a través del GIS, fueron verificados en el campo, realizando recorridos por todo el primario 59C. Se encontraron ligeras variaciones de

topología de la red con respecto a los datos originales. Esta información corregida se presenta en la Tabla 2.7 y Tabla 2.8.

Número total de Transformadores				
Montaje	**Tipo de Transformador**	**Potencia (KVA)**	**# de Trafos por pot.**	**# de Trafos por Tipo.**
Poste o torre	**Monofásico**	5	1	463
		10	14	
		15	32	
		25	112	
		37,5	211	
		50	91	
		75	1	
		90	1	
	Trifásico	30	18	202
		45	17	
		50	41	
		60	1	
		75	61	
		90	2	
		100	44	
		112,5	6	
		125	12	
Cámara	**Trifásico**	45	1	27
		50	1	
		75	1	
		160	1	
		200	4	
		225	1	
		250	6	
		300	4	
		315	1	
		400	1	
		500	4	
		800	1	
		1500	1	
# Total de Transformadores				**692**

Tabla 2.7 Número total de Transformadores del Primario 59C

Equipos	Cantidad
DISYUNTOR TRIFÁSICO DE SALIDA DE UNA S/E, 22.8 kV	1
INTERRUPTOR TRIPOLAR, 22.8 kV	3
PARARRAYOS CLASE DISTRIBUCIÓN. POLIMERICO 18 kV INSTALADOS EN LÍNEA	19
RECONECTADOR AUTOMÁTICO TRIPOLAR, 22.8 kV	1
TERMINALES DE CABLE UNIPOLAR EN POSTE SISTEMA 22.8GRDY/13.2 Kv (Para derivación a cámaras y cruces)	65
SECCIONADOR EN ESTRUCTURA DE RETENCIÓN SISTEMA 22.8GRDY/13.2 Kv	141
# Total de Equipos	**230**

Tabla 2.8 Número total de Equipos del Primario 59C.

En el Anexo 1 se presentan en forma detallada todos los transformadores de distribución y cámaras de transformación, indicando el número de Empresa, potencia, fecha de fabricación, fecha de instalación de transformadores, fecha del ejecución del proyecto, impedancia y propietario.

En el Anexo 2 se presenta la lista de equipos aéreos pertenecientes al alimentador 59C.

CAPÍTULO 3: METODOLOGÍA GENERAL DE MUESTREO Y DIAGNÓSTICO

3.1 METODOLOGÍA DE MUESTREO

El objetivo del muestreo es estimar parámetros de la población con base en la información contenida en una muestra. Para hacer deducciones acerca de una población se requiere un método de descripción de un conjunto de mediciones que se asemeje a las características de la población.

El método que se va a utilizar para este estudio es el Muestreo Irrestricto Aleatorio, debido a que se requiere estimar los diversos parámetros de la población y cada muestra tendrá la misma probabilidad de ser seleccionada del total de la población.

3.1.1 SELECCIÓN DEL TAMAÑO DE LA MUESTRA

El motivo de este estudio es estimar las condiciones en las que se encuentran los parámetros de funcionamiento eléctrico del alimentador y de los elementos y equipos que lo conforman.

3.1.1.1 Transformadores en Instalación Aérea

Para determinar el tamaño de la muestra se tomará al elemento más representativo que es el transformador, para luego asociar a éste, el resto de componentes que conforman los circuitos secundarios.

En el muestreo irrestricto aleatorio, se considera que el tamaño muestral es directamente proporcional a la varianza poblacional e inversamente proporcional al cuadrado del error de estimación. Entonces el tamaño de la muestra *n* se determina mediante la ecuación 3.1.

$$n = \frac{N \cdot \sigma^2}{(N-1) \cdot D + \sigma^2} \tag{3.1}$$

Se necesita una estimación de σ^2 (varianza poblacional) y se conoce que la varianza poblacional, es igual al producto de *p* por *q.* [4]

$$n = \frac{N \cdot p \cdot q}{(N-1) \cdot D + p \cdot q} \tag{3.2}$$

$$D = E^2 / 4 \tag{3.3}$$

Donde:

- n Tamaño de la muestra.
- N Espacio muestral.
- *p* Probabilidad de ocurrencia.
- *q* Probabilidad de no ocurrencia (1 - *p*).
- E Error de estimación.

Para obtener una muestra representativa se analizará dos parámetros: el estado del sistema de puesta a tierra y la cargabilidad.

En razón de que es necesario la desconexión del transformador se ha contabilizado las troncales y ramales (derivaciones) del primario (ver Tabla 3.1).

Las desenergizaciones en las troncales demandarán mayor cantidad de tiempo de desconexión y de clientes sin servicio y es por eso que solamente se escogen los transformadores que estén en los ramales.

Número de Transformadores Totales	**Número de Transformadores en Troncal**	**Número de Transformadores en Ramales**
665	267	398

Tabla 3.1 Número de transformadores en ramales y troncales

Este alimentador fue construido en los años 1993-1994, ver Anexo 1, por lo que en las instalaciones del sistema de puesta a tierra no se consideraba la disposición T1-2[2] de las Normas de Distribución de la EEQ (ver Anexo 3) recomendada en transformadores, por lo contrario solamente se utilizaba una T1-1 para el transformador y otra T1-1[3] para el pararrayos; esto indica que en este estudio la probabilidad de encontrar instalaciones de puesta tierra que no estén de acuerdo con las Normas antes mencionadas, es del 99%.

La muestra significativa referente al sistema de puesta a tierra de los transformadores del alimentador aplicando la ecuación 3.2, se la determina de la siguiente manera:

N, número total de transformadores en Instalación Aérea = 665

p, probabilidad de no encontrar transformadores instalados en torres y postes con un sistema T1-2 como indican las Normas de Distribución de la EEQ es 0.99

q, (1 - p) = 0.01

$D = E^2/4$

E, error estimado = 0.1, es el máximo error que se puede tener para un estudio probabilístico.

$$n_1 = \frac{N \cdot p \cdot q}{(N-1) \cdot D + p \cdot q}$$

$$n_1 = 3.94 \approx 4 \quad \text{muestras}$$

Es posible analizar la cargabilidad de los transformadores mediante un factor llamado carga media del alimentador. Carga media (Cm), se define como el valor eficaz de la curva de demanda en kVA dividido para la potencia del transformador en kVA. Ver Figura 3.1. [5]

[2] T1-2: Disposición de puesta a tierra con una bajante y dos varillas separadas 2.5 metros.
[3] T1-1: Disposición de puesta a tierra con una bajante y una varilla.

$$Cm = \frac{\text{Valor eficaz curva de demanda [kVA]}}{\text{Potencia tranformador [kVA]}} \qquad (3.4)$$

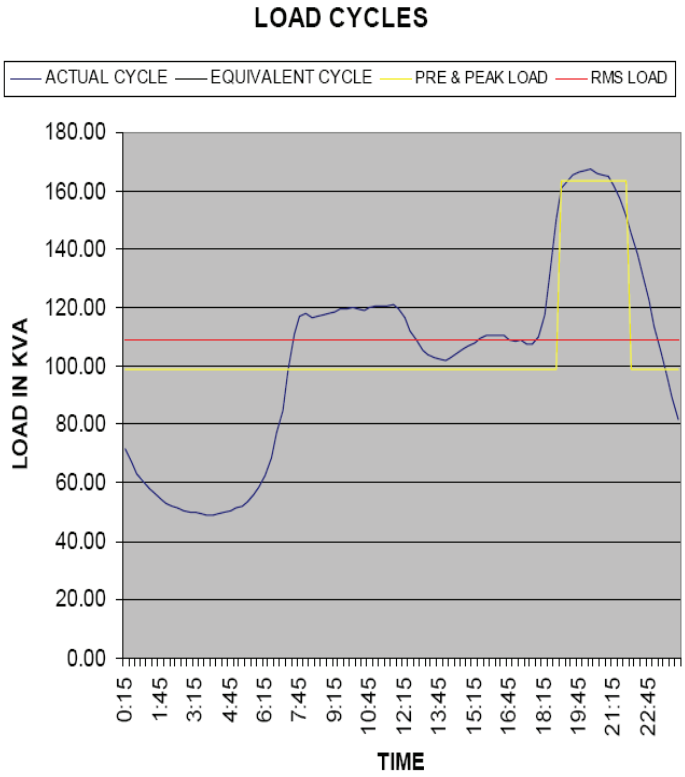


Figura 3.1 Curva de Carga Representativa

Debido a que no es posible obtener exactamente la carga asociada a cada transformador, se utilizará la demanda media.

Entonces la carga media del alimentador (Cma) va ha ser la demanda media, que se calcula de la curva de demanda del alimentador (ver Anexo 4A), dividido para el sumatorio de la potencia de todos los Transformadores en Instalación Aérea y en Cámaras.

$$Cma = \frac{\text{demanda media [kVA]}}{\text{Potencia total tranformadores y camaras [kVA]}} \qquad (3.5)$$

Donde Cma representa el porcentaje de subutilización de la potencia en los Transformadores en Instalación Aérea y Cámaras del alimentador.

Para este caso el Cma se lo puede representar como la probabilidad de utilización de la capacidad de carga de un transformador.

$\bar{D}$: Demanda media $= 5\,229.47$ [kVA]

P_t : Potencia total de trafos aéreos y cámaras subt. $= 40\,667.50$ [kVA]

$$C_{ma} = \frac{\bar{D}}{P_t}$$

$$C_{ma} = \frac{5\,229.47}{40\,667.50}$$

$$C_{ma} = 0.128 \approx 0.13$$

La muestra correspondiente a la cargabilidad de transformadores del alimentador partiendo de la ecuación 3.2, se la determina de la siguiente manera:

N, número total de transformadores en postes o torres = 665
p, probabilidad de utilización de la capacidad de carga de un transformador = 0.13
q, (1 - p) = 0.87
D = $E^2/4$
E, error estimado = 0.1

$$n_2 = \frac{N \cdot p \cdot q}{(N-1) \cdot D + p \cdot q}$$

$$n_2 = 42.42 \approx 42 \text{ muestras}$$

El promedio entre estos dos espacios muestrales específicos será el n_T (tamaño muestral) general para todo el alimentador, tomando en cuenta estos dos parámetros (sistema de puesta a tierra y cargabilidad de transformadores).

Espacio muestral n_1 SPT	Espacio muestral n_2 Cargabilidad	Espacio muestral n_T General del Primario
4 muestras	42 muestras	23 muestras

Tabla 3.2 Promedio de Espacios Muestrales (SPT y Cargabilidad).

3.1.1.2 Cámaras de Transformación

Se localizaron las 27 Cámaras del alimentador y se presenta un listado en el Anexo 1.

Una de las consideraciones a tomar es que la resistencia de puesta a tierra en Cámaras debe ser menor o igual a 5 ohmios como establecen las Normas de Distribución de la EEQ, Sección A-12-10, y que al momento de construirlas necesariamente deberían cumplir este requisito, puesto que en el proceso de fiscalización de redes es obligatorio la medición de la malla de puesta a tierra, por esta razón la probabilidad de que la medición de la resistencia de puesta tierra sea menor o igual a 5 ohmios, es del 99%.

La muestra significativa referente al sistema de puesta a tierra de las Cámaras del alimentador partiendo de la ecuación 3.2, se la determina de la siguiente manera:

N, número total de Cámaras = 27

p, probabilidad de que la medición de resistencia de puesta a tierra sea menor o igual a 5 ohmios = 0.99

q, (1 - p) = 0.01

$D = E^2/4$

E, error estimado = 0.1

$$n_1 = \frac{N \cdot p \cdot q}{(N-1) \cdot D + p \cdot q}$$

$$n_1 = 3.57 \approx 4 \quad \text{muestras}$$

Se puede analizar la cargabilidad de los transformadores en Cámaras de la misma manera que en los Transformadores en Instalación Aérea, utilizando la misma Cma (carga media del alimentador).
La muestra correspondiente a la cargabilidad de transformadores en Cámaras del alimentador partiendo de la ecuación 3.2, se la determina de la siguiente manera:

N, número total de Cámaras = 27
p, probabilidad de utilización de la capacidad de carga de un transformador en cámara subterránea = 0.13
q, (1 - p) = 0.87
D = $E^2/4$
E, error estimado = 0.1

$$n_2 = \frac{N \cdot p \cdot q}{(N-1) \cdot D + p \cdot q}$$

$$n_2 = 17.15 \approx 17 \quad \text{muestras}$$

El promedio entre estos dos espacios muestrales específicos será el n_T (tamaño muestral) general para todo el alimentador, tomando en cuenta estos dos parámetros (sistema de puesta a tierra y cargabilidad de transformadores en Cámaras).

Espacio muestral n_1 SPT	**Espacio muestral n_2 Cargabilidad**	**Espacio muestral n_T General del Primario**
4 muestras	17 muestras	10 muestras

Tabla 3.3 Promedio de Espacios Muestrales.

3.1.1.3 Pararrayos como protección de Líneas Aéreas

Se constataron un total de 19 pararrayos como protección de las líneas en todo el alimentador. (ver Anexo 2).

Para la puesta a tierra de los pararrayos se utiliza la disposición tipo T1-1. Como se mencionó anteriormente la resistencia de puesta a tierra debe ser menor o igual a 25 ohmios como dicen las Normas de Distribución de la EEQ Sección A-12-10 y con la disposición tipo T1-1, según las mediciones de resistencia de puesta tierra realizadas por la EEQ, es difícil lograr este valor, por esta razón la probabilidad de que la medición de la resistencia de puesta tierra sea menor o igual a 25 ohmios, es del 99%.

La muestra significativa de pararrayos en las líneas del alimentador partiendo de la ecuación 3.2, se la determina de la siguiente manera:

N, número total de pararrayos en líneas = 19

p, probabilidad de que la medición de la resistencia de puesta tierra sea mayor a 25 ohmios = 0.99

q, (1 - p) = 0.01

$D = E^2/4$

E, error estimado = 0.1

$$n = \frac{N \cdot p \cdot q}{(N-1) \cdot D + p \cdot q}$$

$$n = 3.47 \approx 3 \quad \text{muestras}$$

3.1.2 SELECCIÓN DE LA MUESTRA

Para seleccionar correctamente los elementos de la muestra de manera irrestricta aleatoria, se usará tablas de números aleatorios, (ver Anexo 4B).

3.1.2.1 Transformadores en Instalación Aérea

La forma para seleccionar a los elementos que serán analizados en este estudio se detalla de la siguiente manera:

1. Se dividió todo el primario 59C en 5 Zonas en base a las siguientes características: fecha de las instalaciones, características geográficas y distancia a la subestación, (ver Anexo 5).

   Zona 1. Sector que parte desde la S/E con instalaciones de los años 1993 - 1994 y va hasta la Av. La Ecuatoriana y Av. Guayanayan.

   Zona 2. Sector Quitumbe con instalaciones de los años 2000 - 2006 y va desde la Av. La Ecuatoriana hasta la Av. Vicente Maldonado.

   Zona 3. Sector El Ejército bajo la Av. La Ecuatoriana con instalaciones de los años 2000 - 2004, con geografía llana.

   Zona 4. Sector ubicado desde la Av. Vicente Maldonado hasta la Av. Turubamba con geografía semi-llana con instalaciones de los años 1993 - 2005.

   Zona 5. Sector en llanura con instalaciones de los años 1997 - 2003, y el más alejado de la subestación.

2. Una vez sectorizado el primario se localizaron las troncales y ramales, puesto que sólo se tomarán en cuenta los ramales del primario para realizar las desconexiones de los transformadores a ser analizados.

3. Se contabilizó el número de seccionadores ubicados en los ramales del alimentador y los transformadores asociados a estos, para determinar el tamaño del universo muestral.

   Se localizó y enumeró todos los transformadores en cada zona para determinar el porcentaje a analizar del total de transformadores en ramales, con el fin de distribuir las muestras en el mismo porcentaje. Se determinó para cada zona el siguiente número de muestras:

Zonas	Transformadores por Zona	Porcentaje de transformadores	Muestras por Zona
1	33	8,29%	2
2	51	12,81%	3
3	111	27,89%	6
4	143	35,93%	8
5	60	15,08%	4
Número Total	Transformadores	100,00%	Muestras
	398		23

Tabla 3.4 Determinación de muestras por Zonas

4. Se enumeró los seccionadores pertenecientes a cada zona y se escogió mediante números aleatorios el ordinal de los seccionadores para de esta forma, de acuerdo al número de transformadores establecidos en la Tabla 3.4, definir los transformadores en cada zona; en el caso de que no existan suficientes transformadores asociados al seccionador escogido, se determinará otro seccionador aleatoriamente y así se completará el número de transformadores necesarios en cada zona.

Luego de escoger los seccionadores y transformadores para cada zona, se verificó que no exista impedimento físico o geográfico que dificulte el respectivo análisis mediante mediciones.

De esta forma en la Tabla 3.5 se muestra los seccionadores y transformadores escogidos para cada zona.
La ubicación de cada uno de los transformadores en instalación aérea y en Cámaras a ser analizados se encuentra en el Anexo 6.

ZONA	Seccionador	Transformadores Escogidos	Tipo de Montaje	Potencia [kVA]
1	S002377 RA*	76840	MVT4	112.5
		17742	MVT4	50
2	S003217	41718	MVT4	50
		165081	MVT4	75
		163672	MVT3	25
3	S000640 RA*	24775	MVT3	37.5
		24776	MVT3	37.5
		24779	MVT3	37.5
		24780	MVT3	25
		24777	MVT3	37.5
		24778	MVT3	37.5
4	S000769	24942	MVT3	50
		6238	MVT3	25
	S006130 RA*	101425	MVT3	37.5
		101423	MVT3	25
		101422	MVT3	25
	S003855	36372	MVT3	37.5
		107166	MVT3	37.5
		107168	MVT3	50
5	S000155	34100	MVT3	25
		37697	MVT3	25
		37673	MVT3	25
	S000215	36869	MVT3	25

Tabla 3.5 Selección de seccionadores y transformadores por Zonas
*RA (Seccionador con dispositivo rompearco)

3.1.2.2 Cámaras de Transformación

Se contabilizó el número Cámaras de transformación ubicados en el alimentador y enumeró para determinar el tamaño muestral y escogerlos al azar utilizando tablas de números aleatorios.

El resultado de esta selección aleatoria de Cámaras de transformación se muestra en la Tabla 3.6.

# Transformador	Capacidad kVA	Propietario	Tipo de Usuario/Vn. Secundario
22860	125	Cumbres de Quitumbe	Residencial 210/121V
161867	50	Unidad de Vigilancia Quitumbe	Residencial 210/121V
100258 - 32739	500	Orbea Tornillos	Industrial 210/121V
33883	45	Fábrica de placas	Industrial 210/121V
5487	200	Esmetal	Industrial 220/127V
2680	250	Textil Carlos Álvarez	Industrial 220/127V
18070	500	Tecnoesa	Industrial 220/127V
31285	800	Mapresa	Industrial 440/254V
15510	1500	Conduit	Industrial 440/254V
10102	500	Muebles Ligna	Industrial 440/254V

Tabla 3.6 Selección de Cámaras de transformación

3.1.2.3 Pararrayos como protección de Línea Aéreas

Se contabilizó el número de pararrayos en líneas ubicados en el alimentador y enumeró para determinar el tamaño muestral y escogerlos al azar utilizando tablas de números aleatorios.

El resultado de esta selección aleatoria de pararrayos en líneas se muestra en la Tabla 3.7.

MONTAJE	*#EMPRESA*	*DESCRIPCIÓN*
MVP1	2241401	MONTAJE MONOFÁSICO PARARRAYOS 18kV
MVP1	2249240	MONTAJE MONOFÁSICO PARARRAYOS 18kV
MVP3	2179300	MONTAJE TRIFÁSICO PARARRAYOS 18kV

Tabla 3.7 Selección de pararrayos en líneas

3.2 METODOLOGÍA DE DIAGNÓSTICO GENERAL

Para realizar el diagnóstico del primario 59C primero se dará a conocer la metodología que se empleará para efectuar las mediciones y el equipo necesario que se utilizará en este trabajo.

3.2.1 METODOLOGÍA DE MEDICIÓN

Para determinar el estado del servicio eléctrico del alimentador es necesario medir los parámetros de funcionamiento de los principales elementos del alimentador, que son: transformadores, pararrayos y sistema de puesta a tierra.

3.2.1.1 Equipo de Medición

Se utilizará el siguiente equipo para la medición de los parámetros de cada uno de los elementos antes mencionados, dando una breve explicación del proceso de prueba específico.

3.2.1.1.1 Telurómetro Digital

- ***Probador digital de resistencia de puesta a tierra y resistividad del suelo modelo AEMC 6470. (digital ground resistence and soil resistivity tester)***

Para la medición de la puesta a tierra, el equipo en su manual de usuario recomienda una distancia de separación entre el electrodo de puesta a tierra (X) y las picas auxiliares de potencial (Y) y corriente (Z), ésta información se detalla en la Tabla 3.8.

Distancia aproximada de electrodos auxiliares usando el método del 62%		
Profundidad Electrodo PAT (m)	Distancia Y (m)	Distancia Z (m)
1.83 (6 ft)	13.72 (45 ft)	21.95 (72 ft)
2.44 (8 ft)	15.24 (50 ft)	24.38 (80 ft)
3.05 (10 ft)	16.76 (55 ft)	26.82 (88 ft)
3.66 (12 ft)	18.29 (60 ft)	29.26 (96 ft)
5.49 (18 ft)	21.64 (71 ft)	35.05 (115 ft)
6.10 (20 ft)	22.56 (74 ft)	36.58 (120 ft)
9.14 (30 ft)	26.21 (86 ft)	42.67 (140 ft)

Tabla 3.8 Distancia aproximada entre electrodos auxiliares.

Esta distancia aproximada corresponde a un electrodo de puesta tierra homogéneo de 25,4 mm (1") de diámetro; para diámetros de 19,05 mm (5/8"), se reduce la distancia un 8%. [6]

Para medir la resistividad del suelo utiliza comúnmente el método de Wenner con una distancia de separación programada en el equipo.

3.2.1.1.2 Probador de Descargadores

- **Probador de descargadores modelo Hisat-25 (hi-test surge arrester/breakover tester).**

Para comprobar el voltaje de operación y diseño del pararrayos se procede con la siguiente prueba:

- Conectar a tierra el probador utilizando la pinza de tierra (STATIC GROUND STRAP).
- Conectar los extremos de voltaje y tierra al probador.
- Ponga los extremos del probador en contacto con los terminales del pararrayos.

- Seleccione el voltaje de salida en máximo y presione el botón de encendido.
- El voltaje mostrado por el probador indicara el voltaje de rompimiento actual del pararrayos, esta prueba se aplica en pararrayos de 22kV o menos.

INTERPRETACIÓN

A. Si el voltaje mostrado es igual o superior al nivel de voltaje de rompimiento especificado por el pararrayos, entonces el pararrayos está funcionando correctamente.
B. Si el voltaje mostrado está significativamente bajo el nivel del voltaje de rompimiento esta en cortocircuito y debería ser descartado.

Si el voltaje de rompimiento no pudo ser medido bajo esta prueba, entonces el pararrayos a fallado y está abierto y deberá ser descartado. [7]

3.2.1.1.3 Registradores de Calidad de Servicio Eléctrico

- **Registradores de calidad de potencia 1744 de Fluke.**

Se conecta el registrador a una red secundaria de distribución de energía eléctrica y este registra una serie de parámetros eléctricos como valores secuenciales promediados a lo largo de un período de promediación definido. El registrador puede medir un máximo de tres tensiones y cuatro corrientes a la vez.

El registrador permite realizar un estudio de la carga a lo largo de un período especificado o monitorizar la calidad de la potencia para descubrir e informar perturbaciones en las redes de tensión baja.

El modelo 1744 cuenta con los dos tipos de funciones de registro: función de registro A (avanzada) y función de registro P (potencia). La función A es el

conjunto completo de parámetros y la función P aporta capacidades de registro optimizadas para estudios de carga y registro básico de la energía eléctrica. La función P contiene todos los parámetros de la función A salvo los armónicos y los interarmónicos de tensión y corriente.

Los valores medidos se guardan como valores promediados a lo largo de los períodos seleccionados por el usuario. Los valores medidos se pueden evaluar gráficamente o en forma tabulada con el software PQ Log.
Parámetros y funciones de registro:

- Tensión eficaz de cada fase (media, mín, máx)
- Corriente eficaz de cada fase y neutra (media, mín, máx)
- Eventos de tensión (caídas, subidas, interrupciones)
- Potencia (kW, kVA, kVAR, factor de potencia PF, tangente de potencia)
- Energía, energía total
- Flicker (Pst, Plt)
- Tolerancia de voltaje expresada en porcentaje con respecto al valor nominal (THD de la tensión)
- THD de la corriente
- Armónicos de tensión hasta el 50º orden (no incluidos en la función P)

Conexiones en sistemas trifásicos de 4 hilos (en estrella)

La Figura 3.2 muestra las conexiones para sistemas de registro trifásicos de 4 hilos (en estrella). [8]

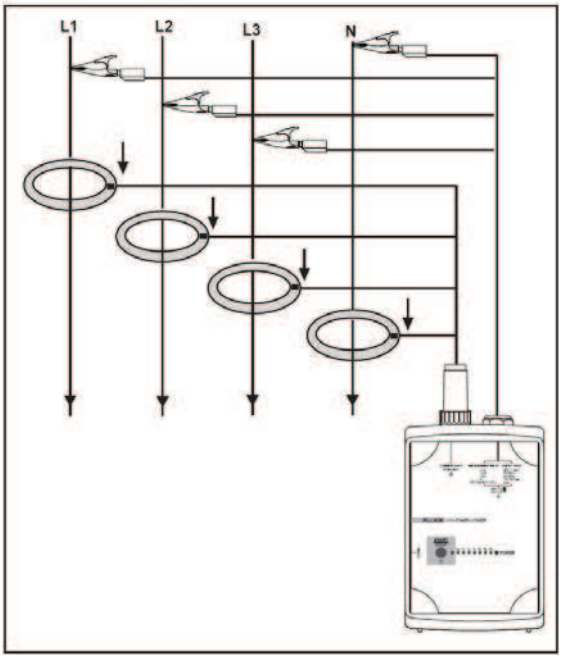


Figura 3.2 Conexión sistemas trifásicos de 4 hilos (en estrella)

3.2.2 METODOLOGÍA DE DIAGNÓSTICO

Una vez que se obtengan los datos de las mediciones especificadas (resistencia de puesta a tierra; resistividad del suelo; resistencia de aislamiento, voltaje de operación y voltaje de conducción en pararrayos; cargabilidad en transformadores y registros del estudio de calidad del producto), se compara con: Normas, especificaciones técnicas y regulaciones detalladas a continuación:

- **Sistema de puesta a tierra.**

En este caso se procede tomando en cuenta las Normas para Sistemas de Distribución de la Empresa Eléctrica Quito, específicamente la Parte A, Sección A-12.10 Conexiones a Tierra. "*El valor de resistencia de puesta a tierra para instalaciones aéreas es 25 ohmios y para instalaciones subterráneas es 5 ohmios".*

- **Pruebas en Pararrayos.**

En los Pararrayos, se comparan los valores correspondientes al voltaje nominal, el MCOV (Voltaje Máximo de Operación Continuo) y Voltaje Residual medidos y los especificados en las Normas:

IEEE/ANSI C62.11 (Voltaje nominal: 18 kV.; MCOV: 15.3 kV.)

IEC 60099-4 (1998). (Voltaje residual entre: 19.38 y 57.5 kV.)

- **Calidad del Producto Técnico.**

En este punto interviene la regulación No. 004/01 del CONELEC, en la que se especifica los límites del nivel de voltaje, perturbaciones y factor de potencia, que deben cumplir las Empresas Distribuidoras.

Además se determina los factores (carga, demanda y pérdidas) para establecer las condiciones de cargabilidad en transformadores.

Variación de Voltaje (ΔV): *"El Distribuidor no cumple con el nivel de voltaje en el punto de medición respectivo, cuando durante un 5% o más del período de medición de 7 días continuos, el servicio lo suministra incumpliendo el límite de voltaje, que para baja tensión en la segunda etapa es del ± 8,0%."*

Parpadeo (Flickers):*"El suministro de electricidad no cumple con el nivel admisible de 1, cuando durante un 5% o más del período de medición de 7 días, las perturbaciones superan el esa unidad."*

Armónicos: *"THD < 8".*

Factor de Potencia: *"Si en el 5% o más del período evaluado (7 días), el valor del factor de potencia es inferior al límite (0.92), el consumidor está incumpliendo con el índice de calidad."*

CAPÍTULO 4: DIAGNÓSTICO DEL ESTADO DEL SERVICIO ELÉCTRICO DEL ALIMENTADOR

4.1 MEDICIÓN DE PARÁMETROS DE LOS ELEMENTOS DEL ALIMENTADOR

4.1.1 MEDICIÓN DE PARÁMETROS EN TRANSFORMADORES EN INSTALACIÓN AÉREA DEL ALIMENTADOR

Como ya se mencionó, este primario fue divido en 5 Zonas para clasificar diversas condiciones como son distancia a la subestación, año de instalación de transformadores y situación geográfica.

En cada muestra de las zonas antes mencionadas se colocaron registradores de calidad de potencia en los transformadores, se midió la resistencia de puesta a tierra, los voltajes de operación y conducción y la resistencia de aislamiento de los pararrayos.

4.1.1.1 Mediciones en la Zona 1

A. Sistema de Puesta A Tierra

Para proceder con las mediciones, primero se tuvo que cambiar de seccionadores para la apertura de esta zona puesto que se contaba con seccionadores fusibles que no pueden ser operados bajo carga, así que se cambiaron por unos seccionadores rompe arco, como se puede ver en el Anexo 7 - Sección 1.

Las mediciones de puesta a tierra realizadas se presentan en la Tabla 4.1.

Transformador # Empresa	Numero según Figura 4.1	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA						
		Mediciones		Detalle de Instalacion				Observaciones
		Resistencia de varilla de PT [Ω]	Resistividad del suelo [Ω·m]	Disposicion Tipo	Profundidad [cm] (A)	Separacion del Poste [cm] (B)	Separación entre varillas [cm] (C)	
17742		S/M	S/M	T1-1	22	30	---	Una sola varilla fundida en la acera
		S/V		---	---	---		
	P1	36,3	62,3	T1-1	20	59	---	S/N
	P2	34,1	S/M	T1-1	25	10	---	Por caja antiurto S/M
	P3	37,7	52,59	T1-1	4	5	---	Sin orificio-perforado para P/T
	P4	S/V	S/M	---	---	---	---	S/SPT
76840		28	52,59	T1-1	40	60	110	Varillas y conectores sulfatados
		28,4		T1-1	35	60		
	P5	S/V	S/M	---	---	---	---	Poste sin orificio
	P6	S/V	S/M	---	---	---	---	S/SPT
	P7	37,7	59,3	T1-1	27	0	---	No existe conector varilla sulfatad
	P8	37	56,9	T1-1	---	---	---	Varilla doblada sin conexion

S/M: Sin medicion
S/SPT: Sin Puesta a Tierra
S/N: Sin novedad

Tabla 4.1 Medición de Sistemas de Puesta a Tierra - Zona 1.

Ver Anexo 7 -Sección 2

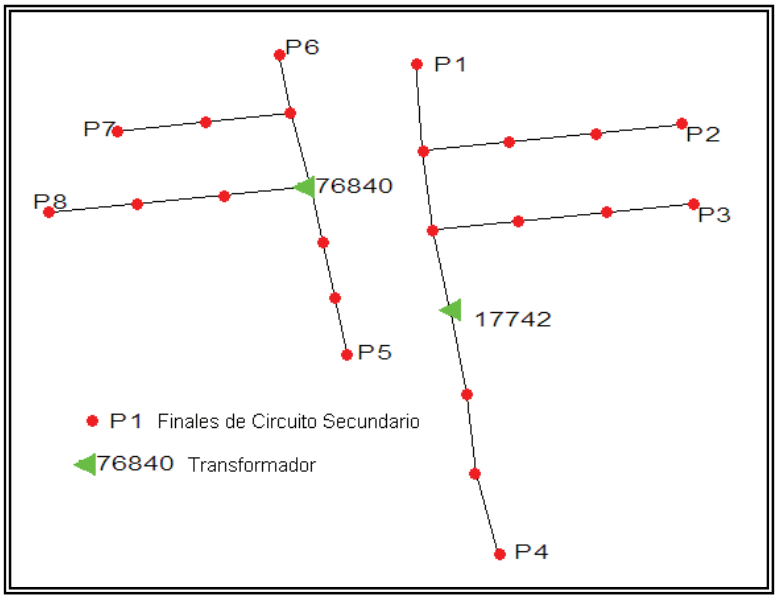


Figura 4.1 Diagrama del circuito secundario de transformadores - Zona 1

B. Pararrayos

Se realizaron las pruebas como ya se describió en el capítulo anterior y se obtuvieron los siguientes valores:

Características del Transformador			Equipos de Protección			
			Cerámicos	Mediciones		
# Empresa	Potencia [kVA]	BIL [kV]	Clase 18 kV [kV]	Resistencia de Aislamiento [MΩ]	Voltaje de Operación [kV]	Voltaje de Conducción [kV]
17742	50	150	Fase A	11,6	7,8	13,4
			Fase B	8,46	4,4	13,4
			Fase C	7	S/L	S/L
76840	112,5	150	Fase A	26,74	11,3	17
			Fase B	8,98	8,5	14
			Fase C	18,57	8,6	15,6

S/L: Sin lectura

Tabla 4.2 Medición de Pararrayos de transformadores - Zona 1.
Ver Anexo 7 -Sección 3

C. Registradores de Carga en Transformadores

Se presenta un resumen de los registros realizados para cada uno de los transformadores de la zona 1.

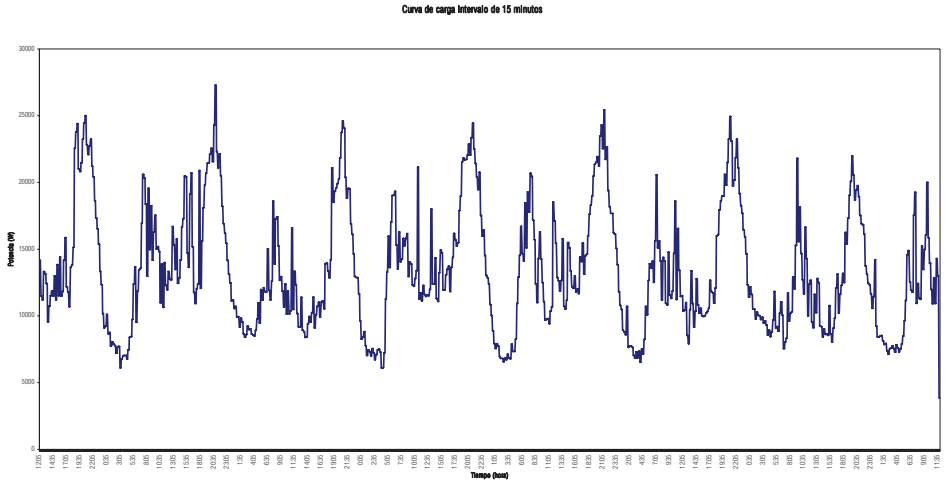
Al final de cada Zona, se presenta un resumen de Calidad del Producto y Cargabilidad de los transformadores de dicha Zona.

RESUMEN DE CALIDAD DEL PRODUCTO

Transformador Nº.	17742			
Montaje	MVT4	**Equipo Instalado**	1744 Power Quality Logger	
Fases	TRIFÁSICO	**Número de Serie**	20915CA/W1	
Potencia (kVA)	50	**Fecha de Instalación**	19/12/2008	
Propiedad	EMPRESA	**Fecha de Retiro**	26/12/2008	
Voltaje en media tensión (kV)	22,8 GRDY/13,2	**Días de Lectura**	7	
Voltaje en baja tensión (V)	210/121	**Intervalo de registro**	5	min
Subestación	59	**Número de registros**	2016	
Primario	C			
Sitio de la Instalación:	Bornes de B.T Transformador 17742 de 50 kVA			

FACTOR DE CARGA	0,49	DEMANDA MEDIA	13395,49	**W**
FACTOR DE DEMANDA	0,55	PÉRDIDAS PROMEDIO	80	**W**
FACTOR DE PÉRDIDAS	0,32	PÉRDIDAS MÁXIMAS	252	**W**

DESCRIPCIÓN PARÁMETRO ANALIZADO	MAX	MIN	CUMPLE REGULACIÓN CONELEC 004/01	OBSERVACIONES
DEMANDA [KW]	27,27	3,85		
FACTOR DE POTENCIA FASE 1	0,995	0,613	NO	EI 61% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
FACTOR DE POTENCIA FASE 2	0,961	0,632	NO	EI 87% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
FACTOR DE POTENCIA FASE 3	0,988	0,608	NO	EI 87% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
VOLTAJE FASE 1 [V]	122,08	117,54	SI	
VOLTAJE FASE 2 [V]	121,77	116,11	SI	
VOLTAJE FASE 3 [V]	123,15	118,12	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 1	1,58	0,00	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 2	1,61	0,00	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 3	1,58	0,00	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 1 (%):	4,06	1,00	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 2 (%):	3,89	0,85	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 3 (%):	4,34	0,85	SI	
CORRIENTE FASE 1 [A]	129,80	14,30		
CORRIENTE FASE 2 [A]	124,30	23,40		
CORRIENTE FASE 3 [A]	81,50	7,90		

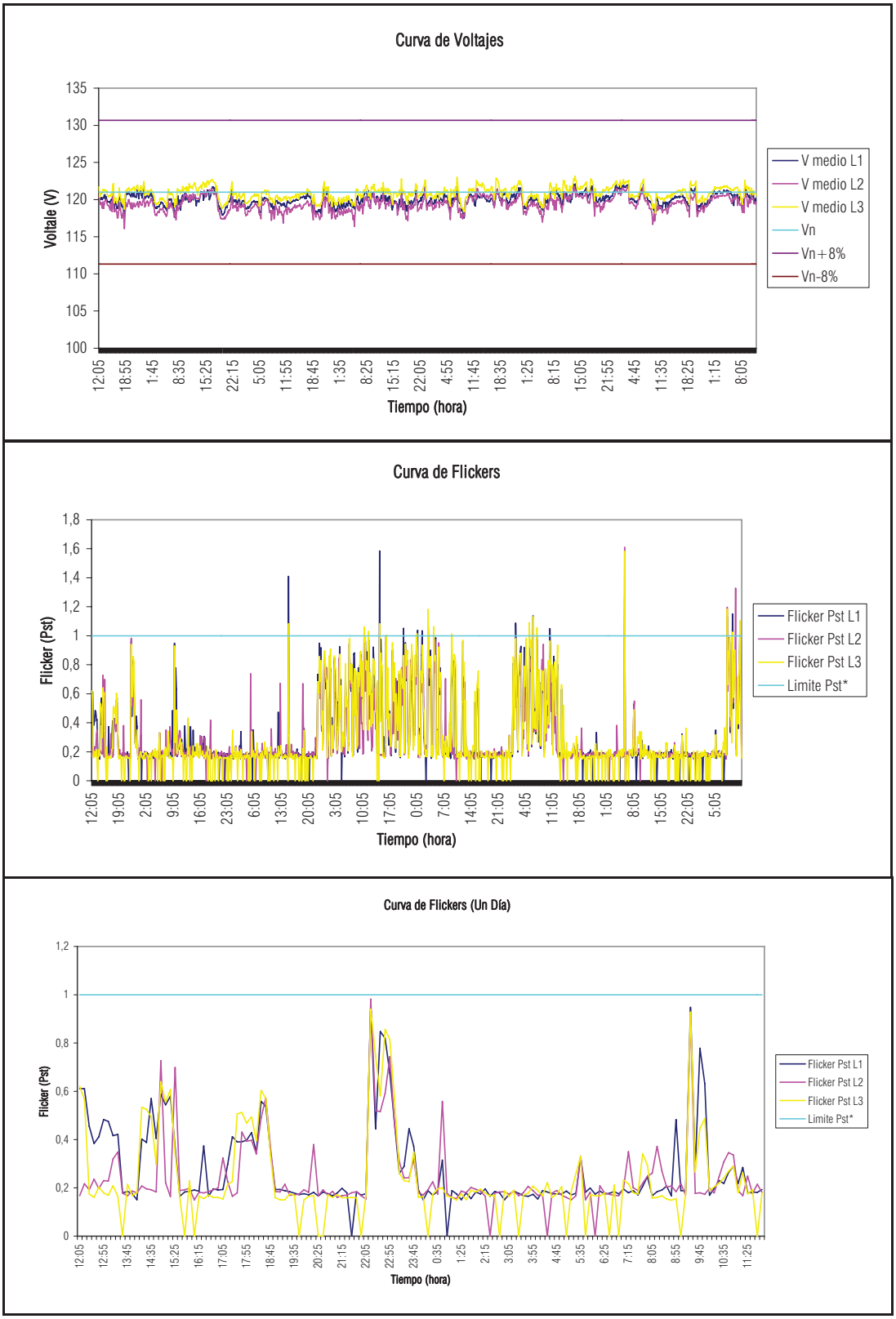


CONCLUSIONES:

CON LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN EL TRANSFORMADOR SE DETERMINO QUE:

* EL NIVEL DE VOLTAJE, FLICKERS Y DISTORSIÓN ARMÓNICA ESTÁN DENTRO DE LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC

* LOS NIVELES DE FACTOR DE POTENCIA NO CUMPLE CON LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC



* Según Regulación CONELEC 004/01

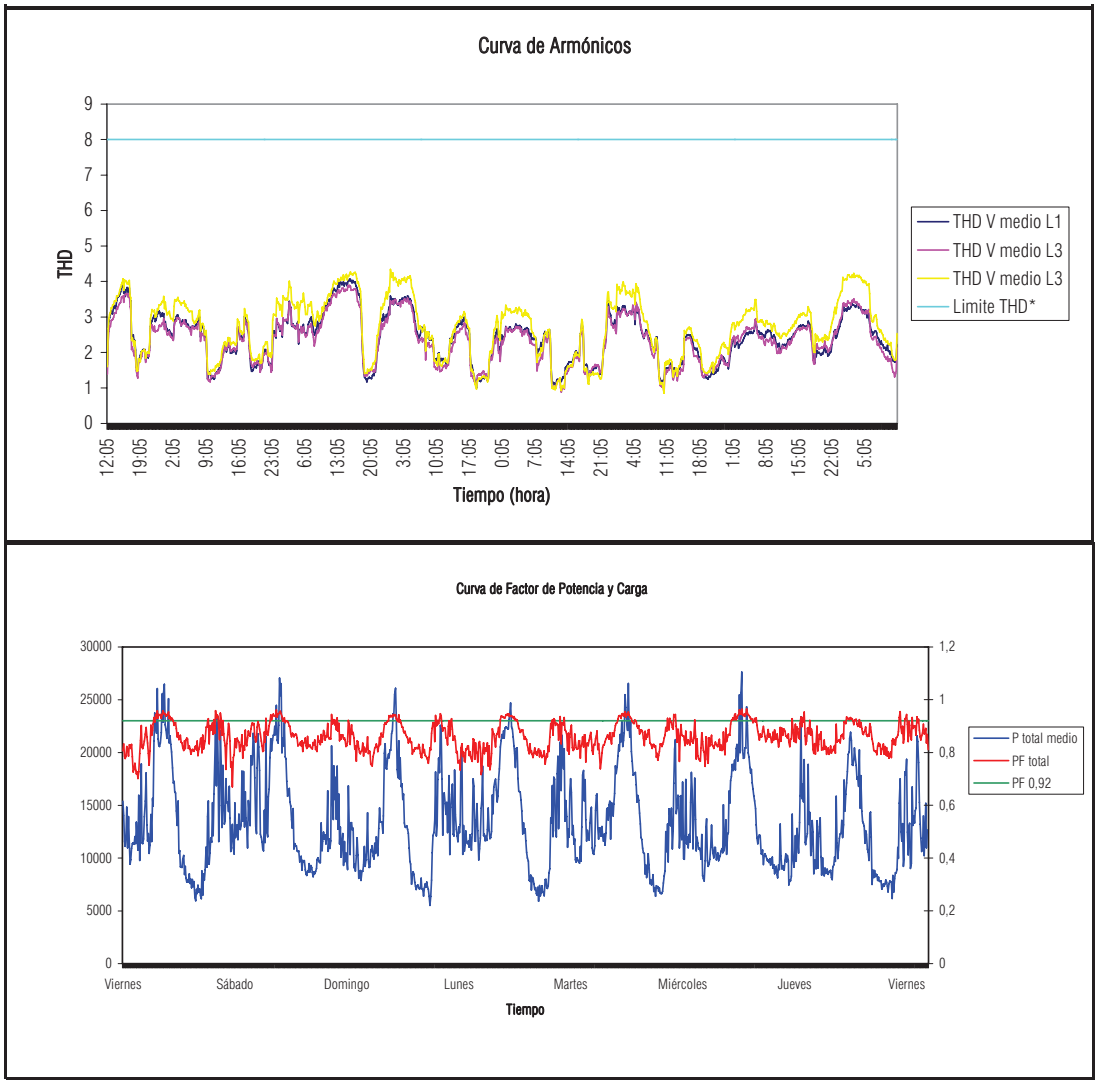


Tabla 4.3 Factor de Potencia vs. Carga transformador #17742 - Zona 1

Resumen de Calidad de Producto y Cargabilidad							
Número de Transformador	**Calidad de Voltaje**	**Parpadeo**	**Armónicos**	**Factor de Potencia**	**Factor de Carga**	**Factor de Demanda**	**Factor de Pérdidas**
17742	Cumple	Cumple	Cumple	No Cumple	0,49	0,55	0,32
76840	Cumple	Cumple	Cumple	No Cumple	0,44	0,24	0,24

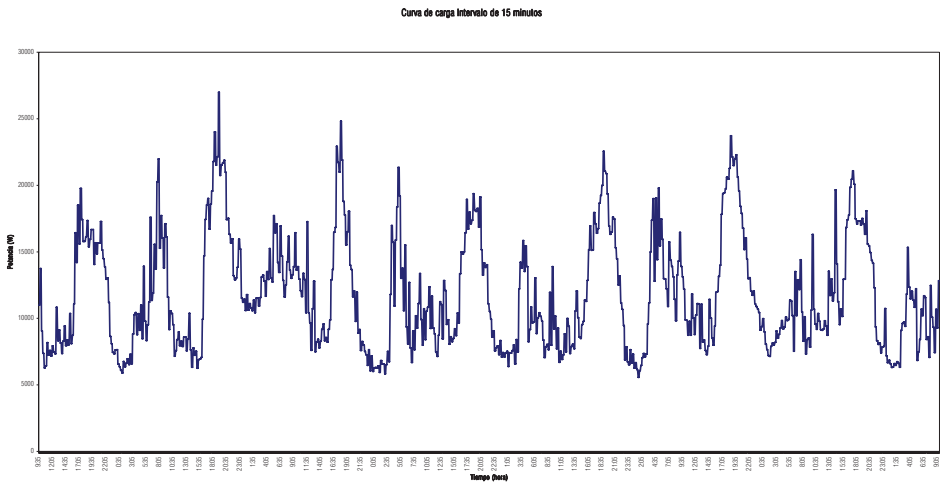
Tabla 4A Resumen de Calidad de Producto y Cargabilidad - Zona 1

RESUMEN DE CALIDAD DEL PRODUCTO

Transformador Nº.	76840			
Montaje	MVT4	**Equipo Instalado**	1744 Power Quality Logger	
Fases	TRIFÁSICO	**Número de Serie**	20915CA/W1	
Potencia (kVA)	112,5	**Fecha de Instalación**	19/12/2008	
Propiedad	EMPRESA	**Fecha de Retiro**	26/12/2008	
Voltaje en media tensión (kV)	22,8 GRDY/13,2	**Días de Lectura**	7	
Voltaje en baja tensión (V)	210/121	**Intervalo de registro**	5	min
Subestación	59	**Número de registros**	2016	
Primario	C			
Sitio de la Instalación:	Bornes de B.T Transformador 76840 de 112,5 kVA			

FACTOR DE CARGA	0,44	DEMANDA MEDIA	11810,78	**W**
FACTOR DE DEMANDA	0,24	PÉRDIDAS PROMEDIO	23	**W**
FACTOR DE PÉRDIDAS	0,24	PÉRDIDAS MÁXIMAS	97	**W**

DESCRIPCIÓN PARÁMETRO ANALIZADO	MAX	MIN	CUMPLE REGULACIÓN CONELEC 004/01	OBSERVACIONES
DEMANDA [KW]	26,99	5,57		
FACTOR DE POTENCIA FASE 1	0,991	0,721	NO	EI 54% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
FACTOR DE POTENCIA FASE 2	0,986	0,652	NO	EI 83% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
FACTOR DE POTENCIA FASE 3	0,993	0,725	NO	EI 44% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
VOLTAJE FASE 1 [V]	122,88	118,66	SI	
VOLTAJE FASE 2 [V]	123,60	118,54	SI	
VOLTAJE FASE 3 [V]	122,95	118,27	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 1	1,53	0,00	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 2	1,50	0,00	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 3	1,08	0,00	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 1 (%):	4,38	0,76	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 2 (%):	4,32	0,88	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 3 (%):	4,15	0,85	SI	
CORRIENTE FASE 1 [A]	118,10	12,00		
CORRIENTE FASE 2 [A]	112,60	14,10		
CORRIENTE FASE 3 [A]	91,90	13,50		

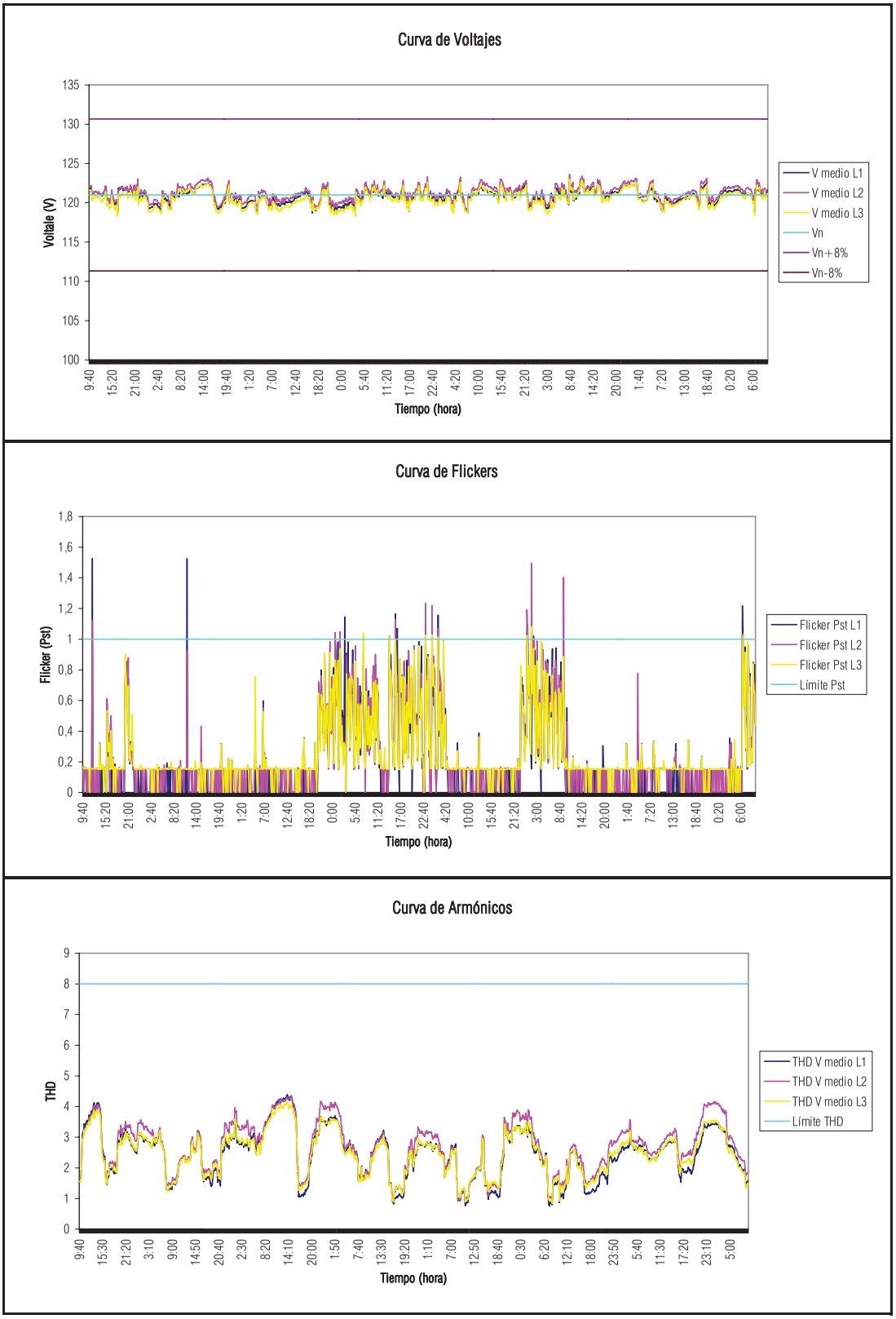


CONCLUSIONES:

CON LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN EL TRANSFORMADOR SE DETERMINO QUE:

* EL NIVEL DE VOLTAJE, FLICKERS Y DISTORSIÓN ARMÓNICA ESTÁN DENTRO DE LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC

* LOS NIVELES DE FACTOR DE POTENCIA NO CUMPLE CON LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC


Curva de Voltajes
Voltaje (V)
135
130
125
120
115
110
105
100
9:40
15:20
21:00
2:40
8:20
14:00
19:40
1:20
7:00
12:40
18:20
0:00
5:40
11:20
17:00
22:40
4:20
10:00
15:40
21:20
3:00
8:40
14:20
20:00
1:40
7:20
13:00
18:40
0:20
6:00
Tiempo (hora)
V medio L1
V medio L2
V medio L3
Vn
Vn+8%
Vn-8%
Curva de Flickers
Flicker (Pst)
1,8
1,6
1,4
1,2
1
0,8
0,6
0,4
0,2
0
Tiempo (hora)
Flicker Pst L1
Flicker Pst L2
Flicker Pst L3
Límite Pst
Curva de Armónicos
THD
9
8
7
6
5
4
3
2
1
0
9:40
15:30
21:20
3:10
9:00
14:50
20:40
2:30
8:20
14:10
20:00
1:50
7:40
13:30
19:20
1:10
7:00
12:50
18:40
0:30
6:20
12:10
18:00
23:50
5:40
11:30
17:20
23:10
5:00
Tiempo (hora)
THD V medio L1
THD V medio L2
THD V medio L3
Límite THD

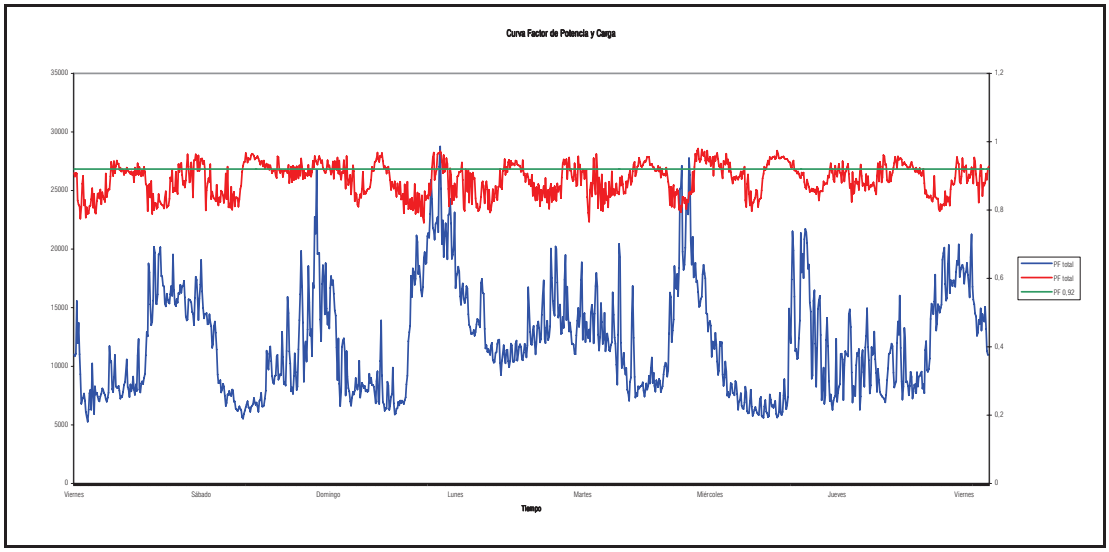


Tabla 4.4 Factor de Potencia vs. Carga transformador #76840 - Zona 1

4.1.1.2 Mediciones en la Zona 2

A. Sistema de Puesta a Tierra

Transformador	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA						
	Mediciones		Detalle de Instalación				Observaciones
# Empresa	Resistencia de varilla de PT [?]	Resistividad del suelo [? ·m]	Disposición Tipo	Profundidad [cm] (A)	Separación del Poste [cm] (B)	Separación entre varillas [cm] (C)	
163672	29,9	68,1	2(T1-1)	10	12	23	Conectores sulfatados y varillas de ½"
165081	30,6	37,6	T1-1	25	20	---	Mal uso de suelda Caddweld
41718	30,5	40,9	T1-1	14	18	---	Mal uso de suelda Caddweld

Tabla 4.5 Medición de Sistemas de Puesta a Tierra - Zona 2

B. Pararrayos

Características del Transformador		Equipos de Protección			
		Tipo	Mediciones		
# Empresa	Potencia [kVA]	Clase 18 kV [kV]	Resistencia de Aislamiento [GΩ]	Voltaje de Operación [kV]	Voltaje de Conducción [kV]
41718	50	Polimerico	S/M	S/M	S/M
		Polimerico	S/M	S/M	S/M
		Polimerico	S/M	S/M	S/M
165081	75	Polimerico	S/M	S/M	S/M
		Polimerico	S/M	S/M	S/M
		Polimerico	S/M	S/M	S/M
163672	25	Cerámico	480	20,5	19

S/M: Sin medición

Tabla 4.6 Medición de Pararrayos de transformadores - Zona 2

C. Registradores de Carga en Transformadores

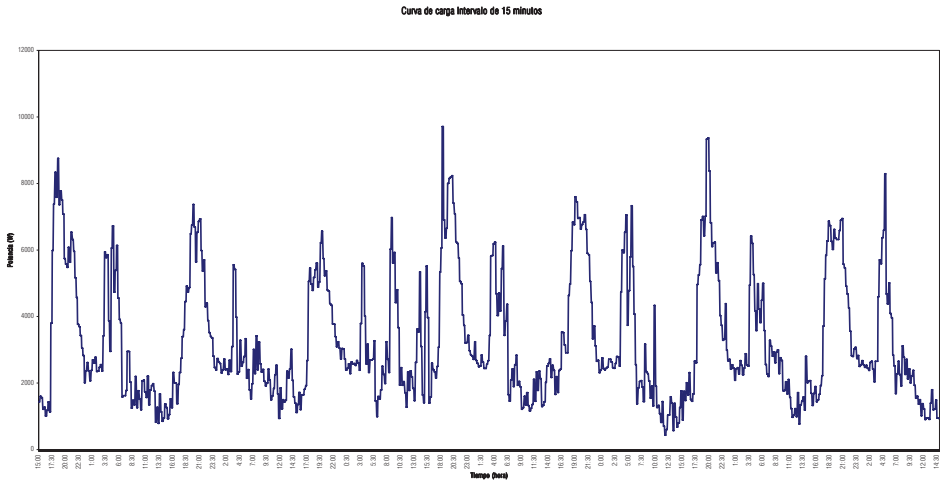
Se presenta un resumen de los registros realizados para cada uno de los transformadores de la zona 2.

RESUMEN DE CALIDAD DEL PRODUCTO

Transformador Nº.	41718			
Montaje	MVT4	**Equipo Instalado**	1744 Power Quality Logger	
Fases	TRIFÁSICO	**Número de Serie**	20952CA/W3	
Potencia (kVA)	50	**Fecha de Instalación**	05/02/2009	
Propiedad	EMPRESA	**Fecha de Retiro**	12/02/2009	
Voltaje en media tensión (kV)	22,8 GRDY/13,2	**Días de Lectura**	7	
Voltaje en baja tensión (V)	210/121	**Intervalo de registro**	5	min
Subestación	59	**Número de registros**	2016	
Primario	C			
Sitio de la Instalación:	Bornes de B.T Transformador 41718 de 50 kVA			

FACTOR DE CARGA	0,34	DEMANDA MEDIA	3269,38	**W**
FACTOR DE DEMANDA	0,19	PÉRDIDAS PROMEDIO	6	**W**
FACTOR DE PÉRDIDAS	0,18	PÉRDIDAS MÁXIMAS	31	**W**

DESCRIPCIÓN PARÁMETRO ANALIZADO	MAX	MIN	CUMPLE REGULACIÓN CONELEC 004/01	OBSERVACIONES
DEMANDA [KW]	9,71	0,44		
FACTOR DE POTENCIA FASE 1	1,000	-1,000	NO	El 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
FACTOR DE POTENCIA FASE 2	1,000	0,000	NO	El 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
FACTOR DE POTENCIA FASE 3	1,000	1,000	NO	El 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
VOLTAJE FASE 1 [V]	122,32	117,33	SI	
VOLTAJE FASE 2 [V]	123,60	118,31	SI	
VOLTAJE FASE 3 [V]	123,05	117,89	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 1	1,37	0,00	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 2	1,36	0,00	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 3	1,34	0,00	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 1 (%):	4,24	1,07	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 2 (%):	4,46	1,22	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 3 (%):	4,29	1,04	SI	
CORRIENTE FASE 1 [A]	36,50	0,00		
CORRIENTE FASE 2 [A]	58,60	0,00		
CORRIENTE FASE 3 [A]	54,40	3,10		

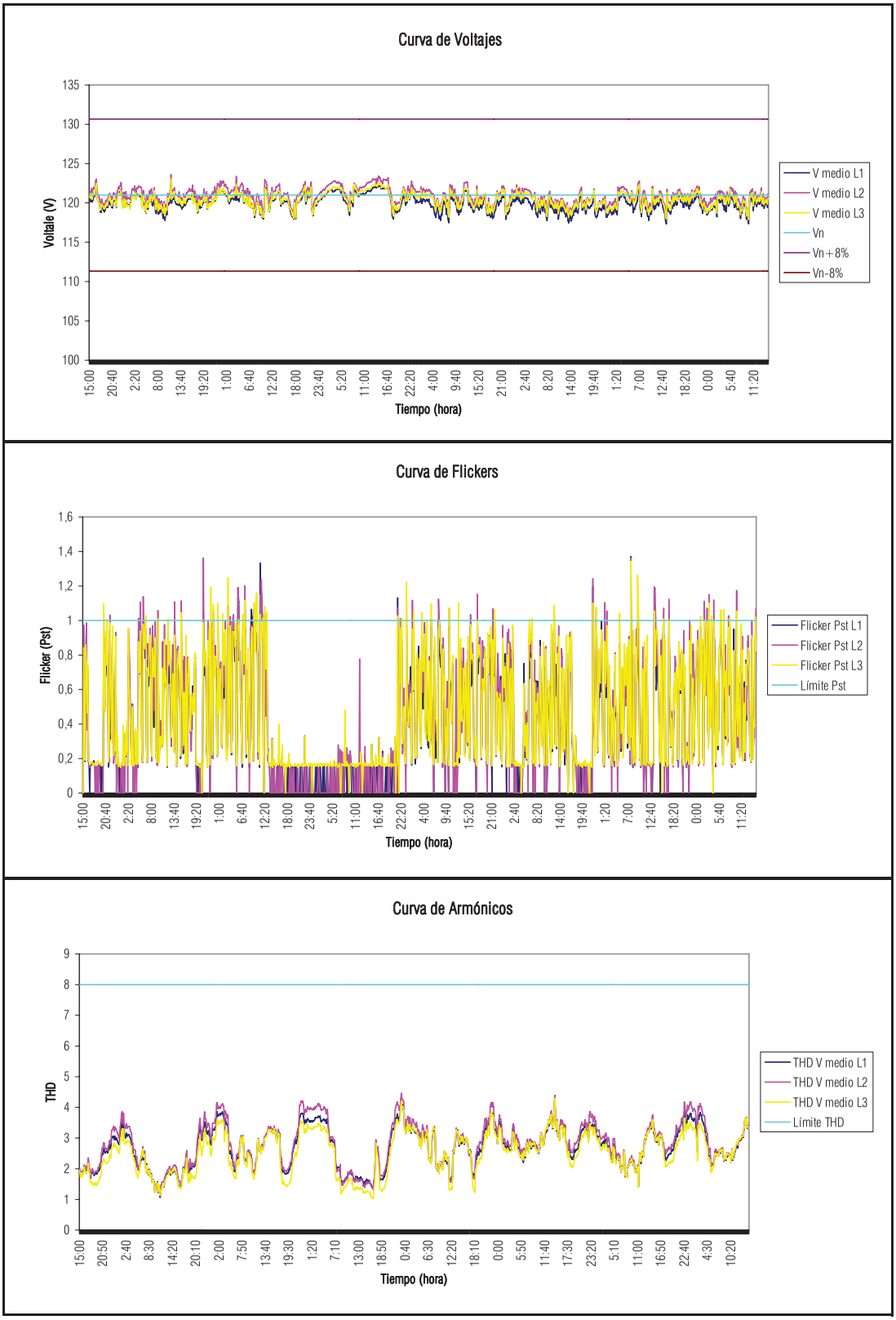


CONCLUSIONES:

CON LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN EL TRANSFORMADOR SE DETERMINO QUE:

* EL NIVEL DE VOLTAJE, FLICKERS Y DISTORSIÓN ARMÓNICA ESTÁN DENTRO DE LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC

* LOS NIVELES DE FACTOR DE POTENCIA NO CUMPLE CON LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC


Curva de Voltajes
Voltaje (V)
135
130
125
120
115
110
105
100
15:00
20:40
2:20
8:00
13:40
19:20
1:00
6:40
12:20
18:00
23:40
5:20
11:00
16:40
22:20
4:00
9:40
15:20
21:00
2:40
8:20
14:00
19:40
1:20
7:00
12:40
18:20
0:00
5:40
11:20
Tiempo (hora)
V medio L1
V medio L2
V medio L3
Vn
Vn+8%
Vn-8%
Curva de Flickers
Flicker (Pst)
1,6
1,4
1,2
1
0,8
0,6
0,4
0,2
0
Tiempo (hora)
Flicker Pst L1
Flicker Pst L2
Flicker Pst L3
Límite Pst
Curva de Armónicos
THD
9
8
7
6
5
4
3
2
1
0
15:00
20:50
2:40
8:30
14:20
20:10
2:00
7:50
13:40
19:30
1:20
7:10
13:00
18:50
0:40
6:30
12:20
18:10
0:00
5:50
11:40
17:30
23:20
5:10
11:00
16:50
22:40
4:30
10:20
Tiempo (hora)
THD V medio L1
THD V medio L2
THD V medio L3
Límite THD

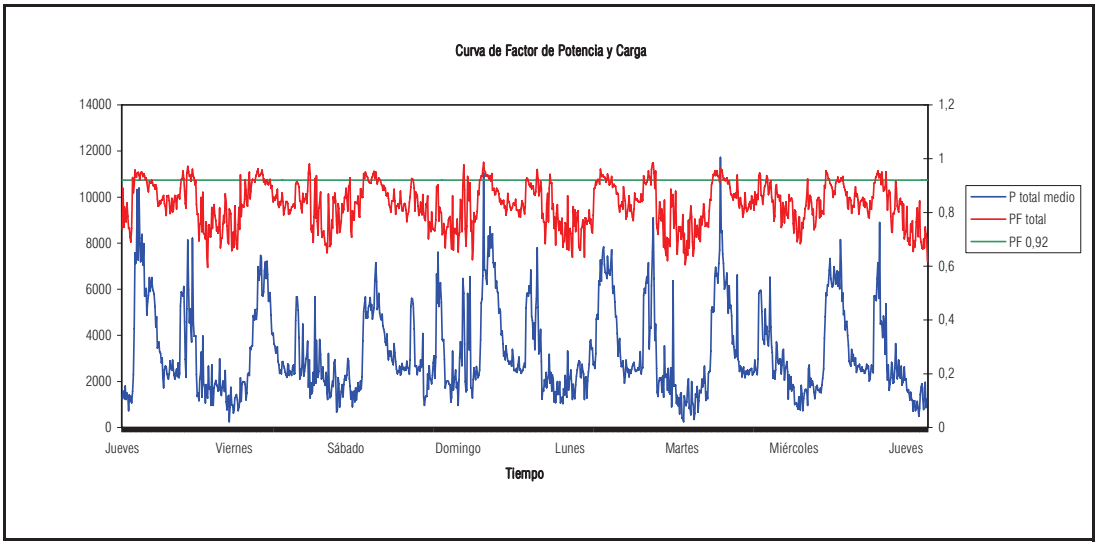


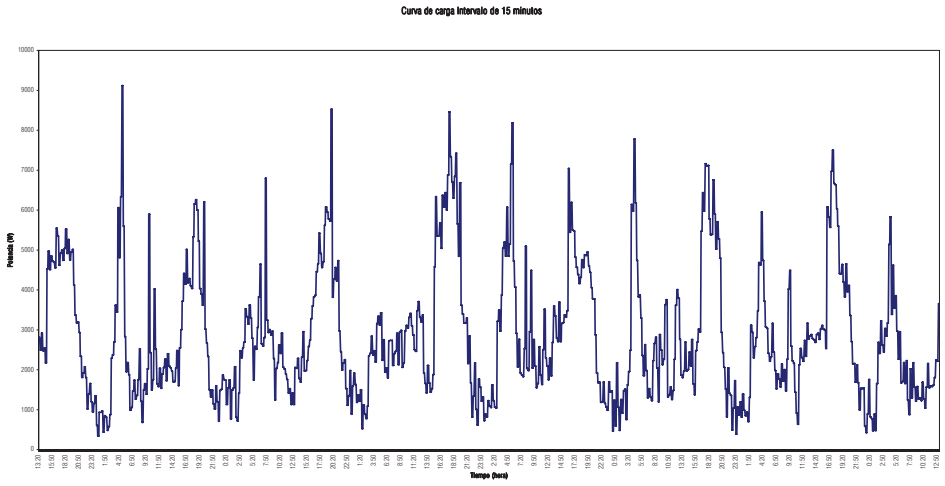
Tabla 4.7 Factor de Potencia vs. Carga transformador #41718 - Zona 2

RESUMEN DE CALIDAD DEL PRODUCTO

Transformador Nº.	165081			
Montaje	MVT4	**Equipo Instalado**	1744 Power Quality Logger	
Fases	TRIFÁSICO	**Número de Serie**	20925CA/W1	
Potencia (kVA)	75	**Fecha de Instalación**	05/02/2009	
Propiedad	EMPRESA	**Fecha de Retiro**	12/02/2009	
Voltaje en media tensión (kV)	22,8 GRDY/13,2	**Días de Lectura**	7	
Voltaje en baja tensión (V)	210/121	**Intervalo de registro**	5	min
Subestación	59	**Número de registros**	2016	
Primario	C			
Sitio de la Instalación:	Bornes de B.T Transformador 165081 de 75 kVA			

FACTOR DE CARGA	0,31	DEMANDA MEDIA	2862,92	**W**
FACTOR DE DEMANDA	0,12	PÉRDIDAS PROMEDIO	3	**W**
FACTOR DE PÉRDIDAS	0,15	PÉRDIDAS MÁXIMAS	18	**W**

DESCRIPCIÓN PARÁMETRO ANALIZADO	MAX	MIN	CUMPLE REGULACIÓN CONELEC 004/01	OBSERVACIONES
DEMANDA [KW]	9,12	0,34		
FACTOR DE POTENCIA FASE 1	1,000	-1,000	NO	El 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
FACTOR DE POTENCIA FASE 2	1,000	-0,934	NO	El 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
FACTOR DE POTENCIA FASE 3	1,000	0,000	NO	El 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
VOLTAJE FASE 1 [V]	123,32	85,64	SI	
VOLTAJE FASE 2 [V]	122,20	117,01	SI	
VOLTAJE FASE 3 [V]	122,63	27,63	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 1	1,83	0,00	NO	El 6% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 2	1,40	0,00	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 3	1,58	0,00	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 1 (%):	4,31	1,23	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 2 (%):	4,18	1,12	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 3 (%):	10,90	1,05	SI	
CORRIENTE FASE 1 [A]	60,90	0,00		
CORRIENTE FASE 2 [A]	34,00	0,00		
CORRIENTE FASE 3 [A]	55,00	0,00		

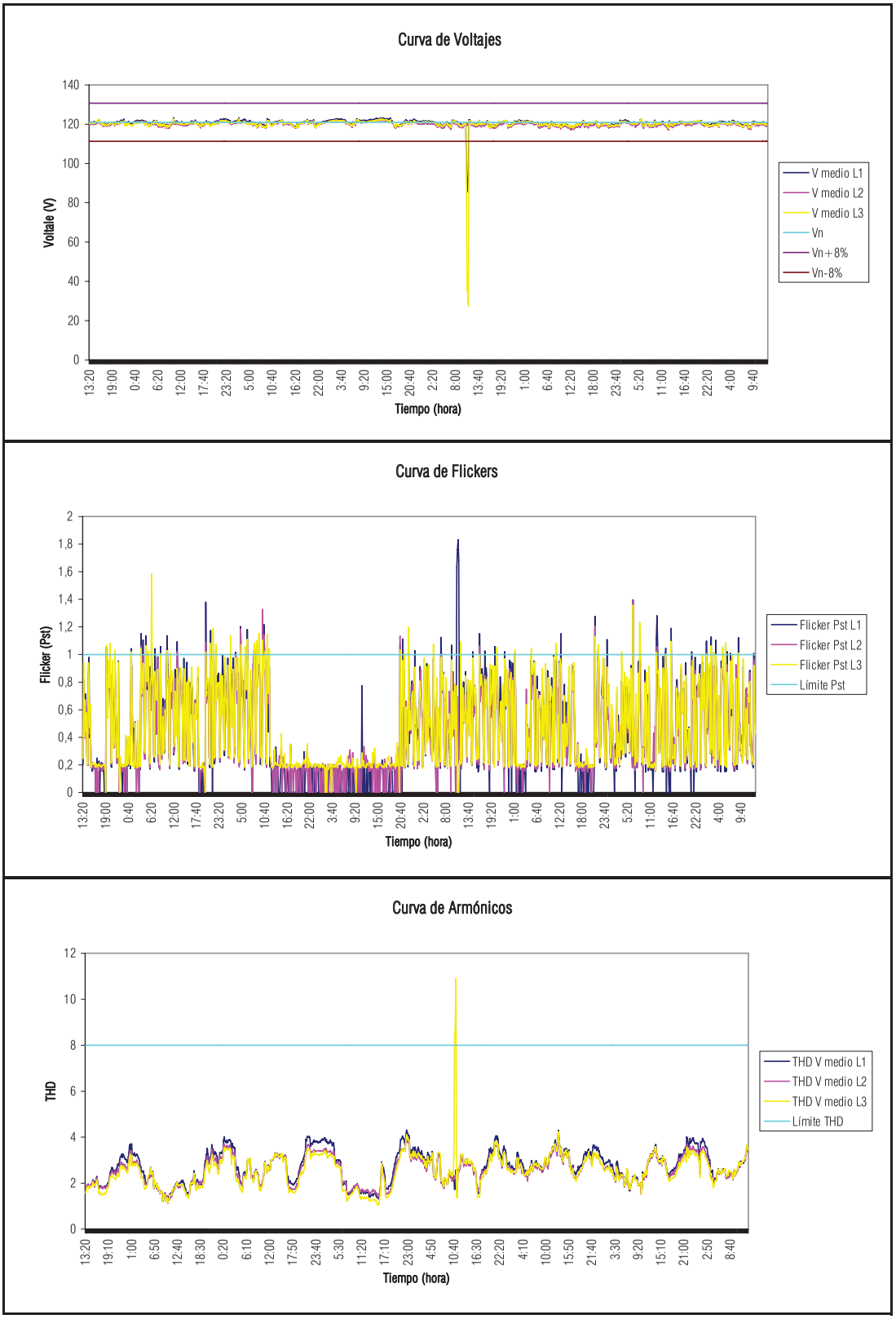


CONCLUSIONES:

CON LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN EL TRANSFORMADOR SE DETERMINO QUE:

* EL NIVEL DE VOLTAJE, FLICKERS Y DISTORSIÓN ARMÓNICA ESTÁN DENTRO DE LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC

* LOS NIVELES DE FACTOR DE POTENCIA NO CUMPLE CON LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC


Curva de Voltajes
Voltaje (V)
Tiempo (hora)
V medio L1
V medio L2
V medio L3
Vn
Vn+8%
Vn-8%
Curva de Flickers
Flicker (Pst)
Tiempo (hora)
Flicker Pst L1
Flicker Pst L2
Flicker Pst L3
Límite Pst
Curva de Armónicos
THD
Tiempo (hora)
THD V medio L1
THD V medio L2
THD V medio L3
Límite THD

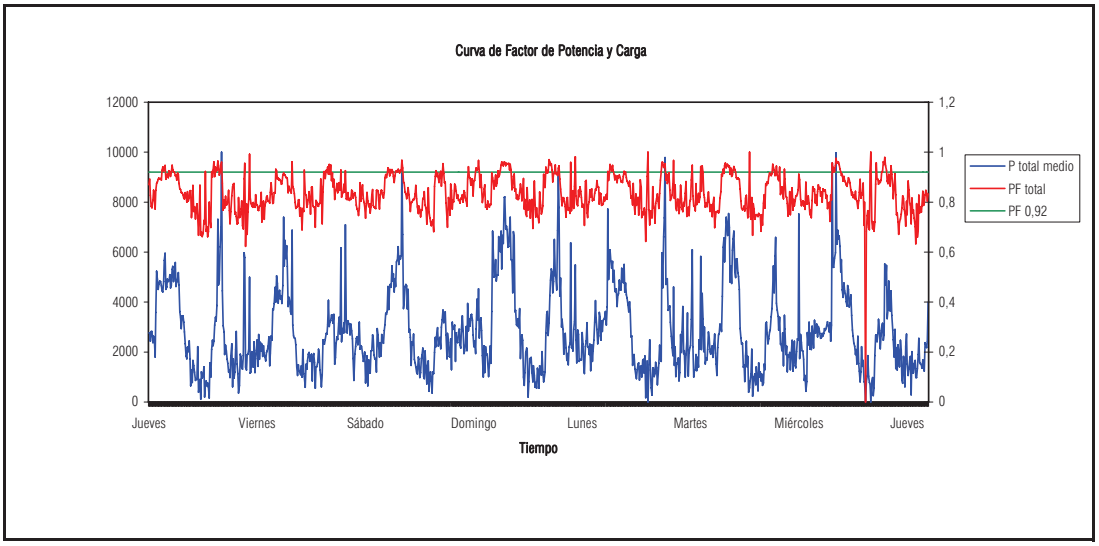


Tabla 4.8 Factor de Potencia vs. Carga transformador #165081 - Zona 2

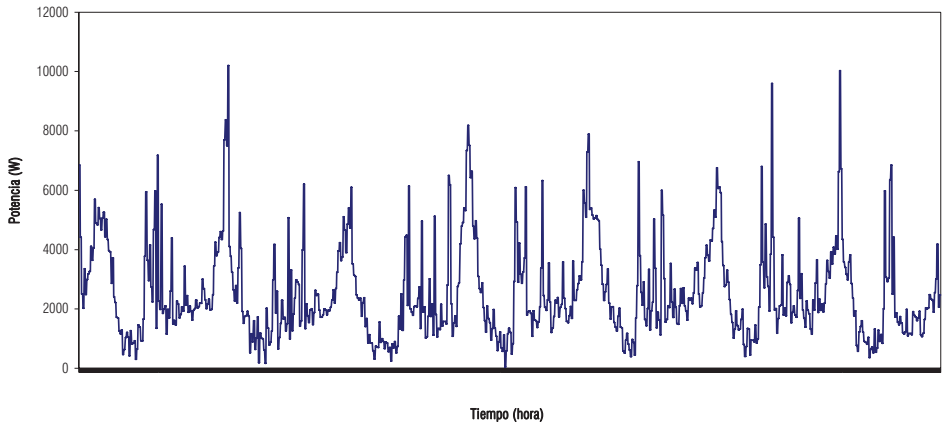
RESUMEN DE CALIDAD DEL PRODUCTO

Transformador Nº.	163672			
Montaje	MVT3	**Equipo Instalado**	1744 Power Quality Logger	
Fases	MONOFÁSICO	**Número de Serie**	20899AC/W1	
Potencia (kVA)	25	**Fecha de Instalación**	05/02/2009	
Propiedad	EMPRESA	**Fecha de Retiro**	12/02/2009	
Voltaje en media tensión (kV)	22,8 GRDY/13,2	**Días de Lectura**	7	
Voltaje en baja tensión (V)	120/240	**Intervalo de registro**	5	min
Subestación	59	**Número de registros**	2016	
Primario	C			
Sitio de la Instalación:	Bornes de B.T Transformador 163672 de 25 kVA			

FACTOR DE CARGA	0,25	DEMANDA MEDIA	2553,53	**W**
FACTOR DE DEMANDA	0,41	PÉRDIDAS PROMEDIO	5	**W**
FACTOR DE PÉRDIDAS	0,10	PÉRDIDAS MÁXIMAS	50	**W**

DESCRIPCIÓN PARÁMETRO ANALIZADO	MAX	MIN	CUMPLE REGULACIÓN CONELEC 004/01	OBSERVACIONES
DEMANDA [KW]	10,21	0,04		
FACTOR DE POTENCIA FASE 1	1,000	0,590	NO	El 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
FACTOR DE POTENCIA FASE 2	1,000	0,500	NO	El 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
VOLTAJE FASE 1 [V]	125,33	85,08	SI	
VOLTAJE FASE 2 [V]	125,52	85,14	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 1	4,83	0,00	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 2	4,73	0,00	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 1 (%):	6,83	2,11	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 2 (%):	6,89	2,10	SI	
CORRIENTE FASE 1 [A]	68,50	0,00		
CORRIENTE FASE 2 [A]	69,70	0,00		

Curva de carga Intervalo de 15 minutos

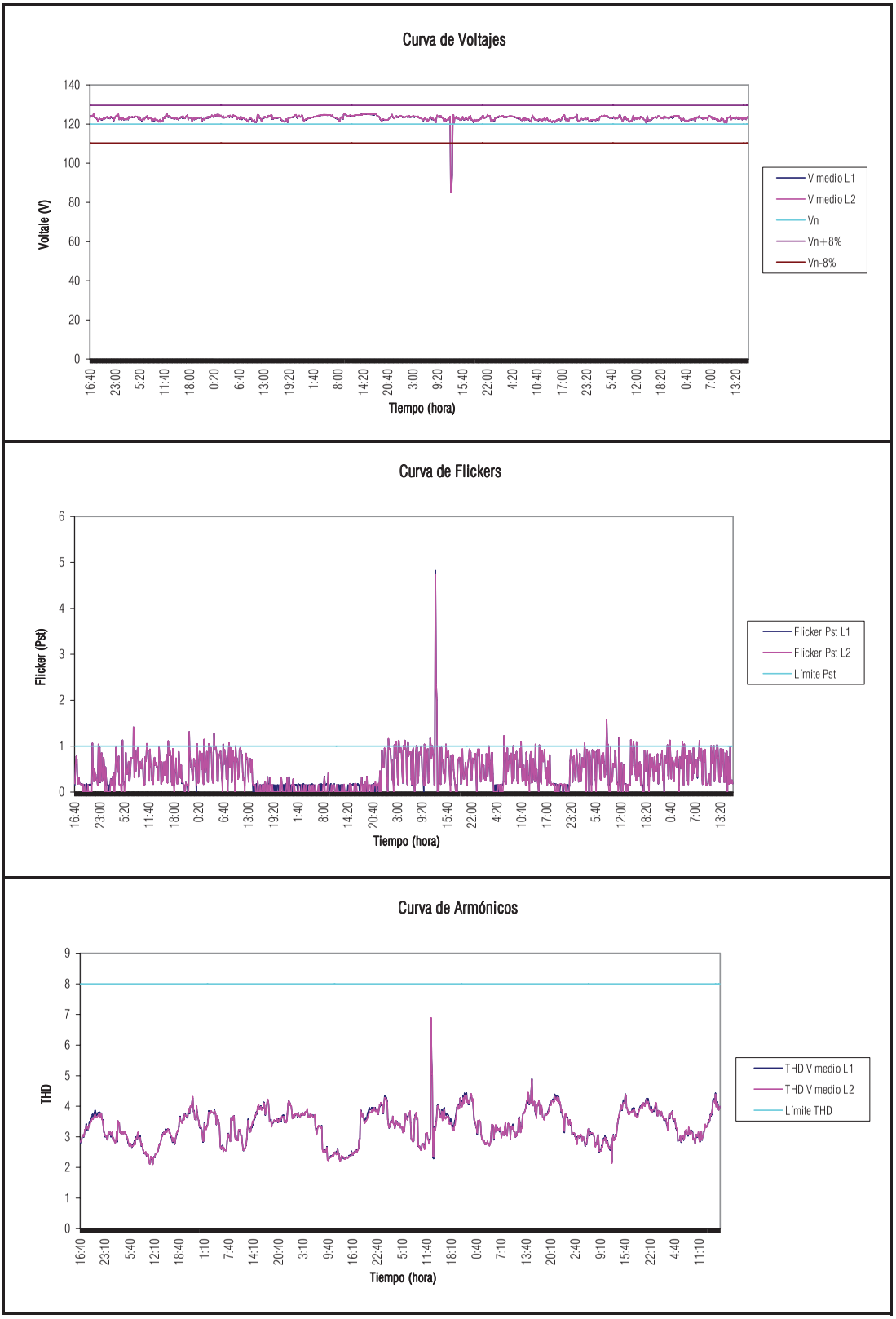


CONCLUSIONES:

CON LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN EL TRANSFORMADOR SE DETERMINO QUE:

* EL NIVEL DE VOLTAJE, FLICKERS Y DISTORSIÓN ARMÓNICA ESTÁN DENTRO DE LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC

* LOS NIVELES DE FACTOR DE POTENCIA NO CUMPLE CON LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC


Curva de Voltajes
Voltaje (V)
140
120
100
80
60
40
20
0
16:40
23:00
5:20
11:40
18:00
0:20
6:40
13:00
19:20
1:40
8:00
14:20
20:40
3:00
9:20
15:40
22:00
4:20
10:40
17:00
23:20
5:40
12:00
18:20
0:40
7:00
13:20
Tiempo (hora)
V medio L1
V medio L2
Vn
Vn+8%
Vn-8%
Curva de Flickers
Flicker (Pst)
6
5
4
3
2
1
0
16:40
23:00
5:20
11:40
18:00
0:20
6:40
13:00
19:20
1:40
8:00
14:20
20:40
3:00
9:20
15:40
22:00
4:20
10:40
17:00
23:20
5:40
12:00
18:20
0:40
7:00
13:20
Tiempo (hora)
Flicker Pst L1
Flicker Pst L2
Límite Pst
Curva de Armónicos
THD
9
8
7
6
5
4
3
2
1
0
16:40
23:10
5:40
12:10
18:40
1:10
7:40
14:10
20:40
3:10
9:40
16:10
22:40
5:10
11:40
18:10
0:40
7:10
13:40
20:10
2:40
9:10
15:40
22:10
4:40
11:10
Tiempo (hora)
THD V medio L1
THD V medio L2
Límite THD

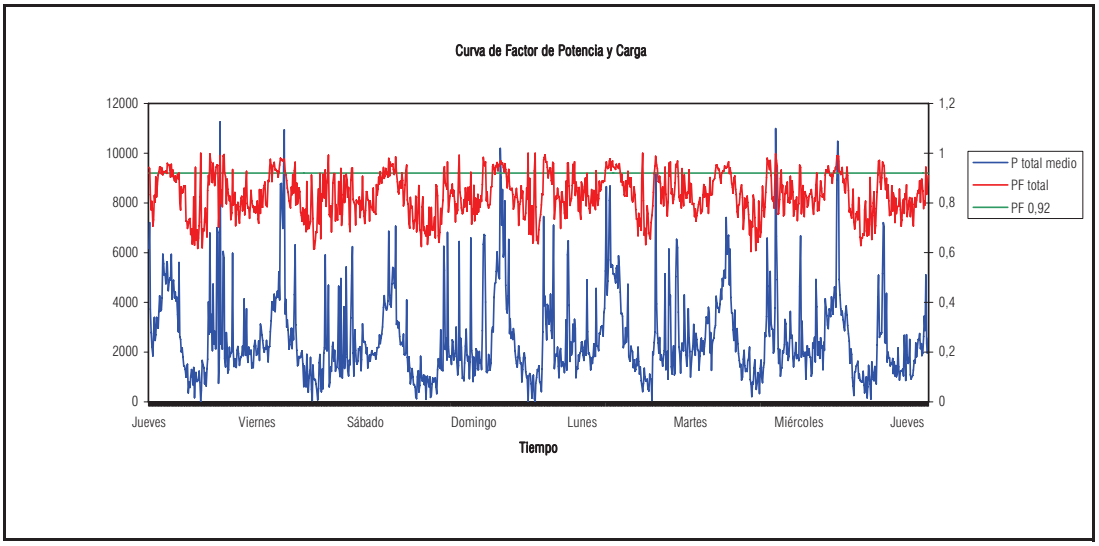


Tabla 4.9 Factor de Potencia vs. Carga transformador #163672 - Zona 2

Resumen de Calidad de Producto y Cargabilidad							
Número de Transformador	**Calidad de Voltaje**	**Parpadeo**	**Armónicos**	**Factor de Potencia**	**Factor de Carga**	**Factor de Demanda**	**Factor de Pérdidas**
163672	Cumple	Cumple	Cumple	No Cumple	0,25	0,41	0,1
165081	Cumple	No Cumple	Cumple	No Cumple	0,31	0,12	0,15
41718	Cumple	Cumple	Cumple	No Cumple	0,34	0,19	0,18

Tabla 4B Resumen de Calidad de Producto y Cargabilidad - Zona 2

4.1.1.3 Mediciones en la Zona 3

4.1.1.1.

4.1.1.2.

A. Sistema de Puesta a Tierra

Transformador	Numero según Diagrama	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA						
		Mediciones		Detalle de Instalacion				
# Empresa		Resistencia de varilla de PT [?]	Resistividad del suelo [? ·m]	Disposicion Tipo	Profundidad [cm] (A)	Separacion del Poste [cm] (B)	Separacion entre varillas [cm] (C)	Observaciones
24775	T1	31,9	44,1	2(T1-1)	55	20	30	Conectores desajustados
	P1	33,3		T1-1	47	25	---	Conectores desajustados
24776	T2	20,4		2(T1-1)	55	16	25	Conectores desajustados
24777	T3	34		2(T1-1)	56	25	40	Conectores desajustados
24778	T4	30,5	19,8	2(T1-1)	63	10	35	Conectores desajustados
24779	T5	16,2		2(T1-1)	61	15	20	Conectores desajustados
24780	T6	29,5		2(T1-1)	59	12	60	Conectores desajustados

Tabla 4.10 Medición de Sistemas de Puesta a Tierra - Zona 3

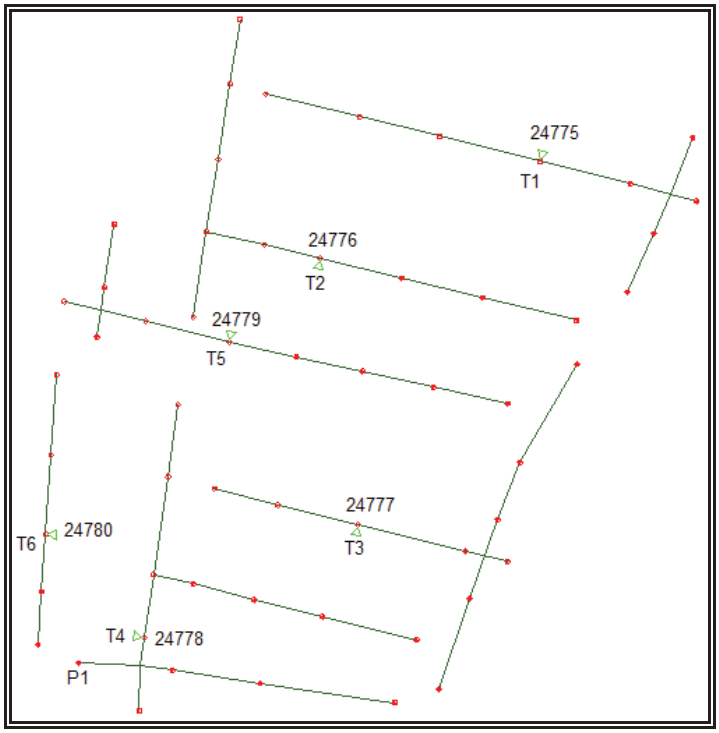


Figura 4.3 Diagrama del circuito secundario de transformadores - Zona 3

B. Pararrayos

Características del Transformador		Equipos de Protección			
		Tipo	Mediciones		
# Empresa	Potencia [kVA]	Clase 18 kV [kV]	Resistencia de Aislamiento [GΩ]	Voltaje de Operación [kV]	Voltaje de Conducción [kV]
24775	37,5	Cerámico	113,3	S/L	S/L
24776	37,5	Cerámico	161,9	S/L	S/L
24777	37,5	Cerámico	154,1	S/L	S/L
24778	37,5	Cerámico	200	S/L	S/L
24779	37,5	Cerámico	181,7	S/L	S/L
24780	25	Cerámico	176,1	S/L	S/L

S/L: Sin lectura

Tabla 4.11 Medición de Pararrayos de transformadores - Zona 3

C. Registradores de Carga en Transformadores

Se presenta un resumen de los registros realizados para cada uno de los transformadores de la zona 3.

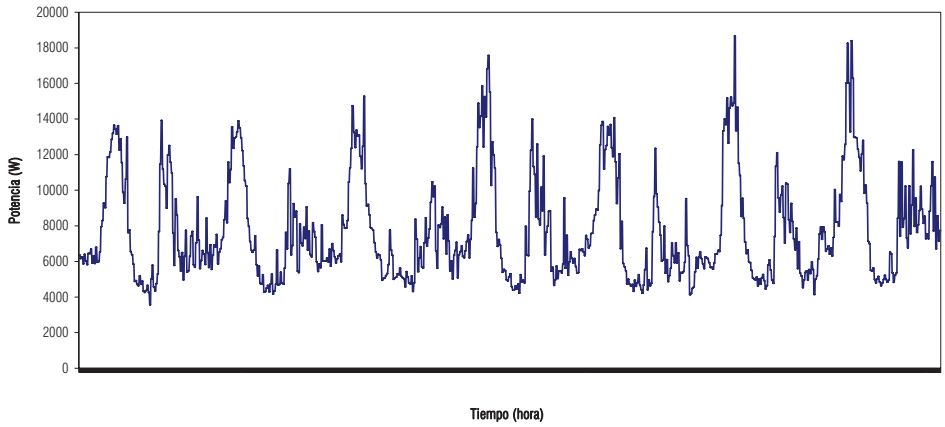
RESUMEN DE CALIDAD DEL PRODUCTO

Transformador Nº.	24775			
Montaje	MVT3	**Equipo Instalado**	3945	
Fases	MONOFÁSICO	**Número de Serie**	50116 1:1	
Potencia (kVA)	37,5	**Fecha de Instalación**	05/02/2009	
Propiedad	EMPRESA	**Fecha de Retiro**	12/02/2009	
Voltaje en media tensión (kV)	22,8 GRDY/13,2	**Días de Lectura**	7	
Voltaje en baja tensión (V)	120/240	**Intervalo de registro**	5	min
Subestación	59	**Número de registros**	2016	
Primario	C			
Sitio de la Instalación:	Bornes de B.T Transformador 24775 de 37,5 kVA			

FACTOR DE CARGA	0,42	DEMANDA MEDIA	7749,22	**W**
FACTOR DE DEMANDA	0,50	PÉRDIDAS PROMEDIO	26	**W**
FACTOR DE PÉRDIDAS	0,24	PÉRDIDAS MÁXIMAS	110	**W**

DESCRIPCIÓN PARÁMETRO ANALIZADO	MAX	MIN	CUMPLE REGULACIÓN CONELEC 004/01	OBSERVACIONES
DEMANDA [KW]	18,67	3,56		
FACTOR DE POTENCIA FASE 1	0,981	0,628	NO	El 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
FACTOR DE POTENCIA FASE 2	0,988	0,649	NO	El 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
VOLTAJE FASE 1 [V]	126,60	120,70	SI	
VOLTAJE FASE 2 [V]	126,20	120,40	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 1	1,23	0,17	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 2	1,23	0,17	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 1 (%):	5,20	2,50	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 2 (%):	5,60	2,70	SI	
CORRIENTE FASE 1 [A]	114,20	12,70		
CORRIENTE FASE 2 [A]	106,70	19,80		

Curva de carga Intervalo de 15 minutos

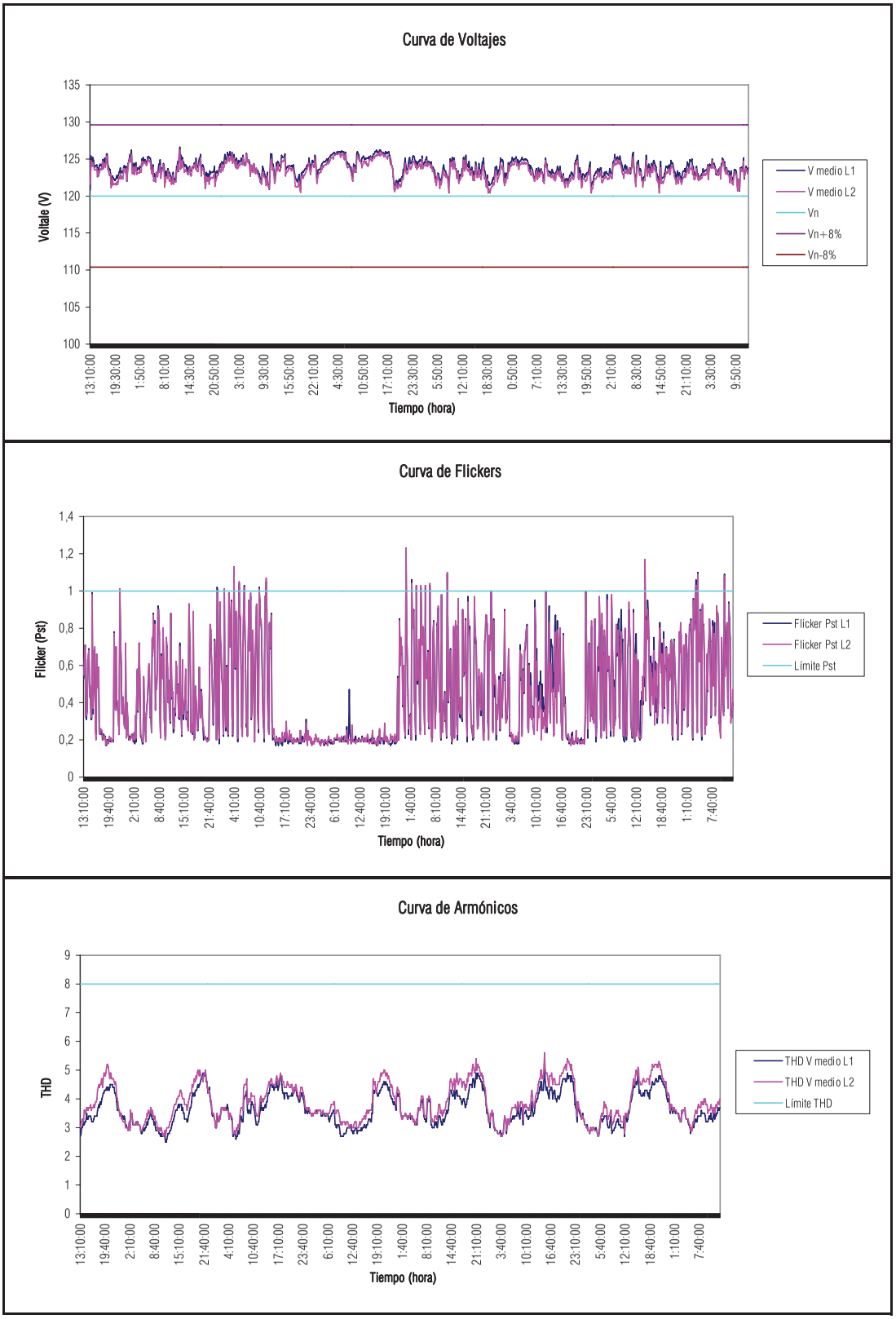


CONCLUSIONES:

CON LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN EL TRANSFORMADOR SE DETERMINO QUE:

* EL NIVEL DE VOLTAJE, FLICKERS Y DISTORSIÓN ARMÓNICA ESTÁN DENTRO DE LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC

* LOS NIVELES DE FACTOR DE POTENCIA NO CUMPLE CON LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC


Curva de Voltajes
Voltaje (V)
135
130
125
120
115
110
105
100
13:10:00
19:30:00
1:50:00
8:10:00
14:30:00
20:50:00
3:10:00
9:30:00
15:50:00
22:10:00
4:30:00
10:50:00
17:10:00
23:30:00
5:50:00
12:10:00
18:30:00
0:50:00
7:10:00
13:30:00
19:50:00
2:10:00
8:30:00
14:50:00
21:10:00
3:30:00
9:50:00
Tiempo (hora)
V medio L1
V medio L2
Vn
Vn+8%
Vn-8%
Curva de Flickers
Flicker (Pst)
1,4
1,2
1
0,8
0,6
0,4
0,2
0
13:10:00
19:40:00
2:10:00
8:40:00
15:10:00
21:40:00
4:10:00
10:40:00
17:10:00
23:40:00
6:10:00
12:40:00
19:10:00
1:40:00
8:10:00
14:40:00
21:10:00
3:40:00
10:10:00
16:40:00
23:10:00
5:40:00
12:10:00
18:40:00
1:10:00
7:40:00
Tiempo (hora)
Flicker Pst L1
Flicker Pst L2
Límite Pst
Curva de Armónicos
THD
9
8
7
6
5
4
3
2
1
0
13:10:00
19:40:00
2:10:00
8:40:00
15:10:00
21:40:00
4:10:00
10:40:00
17:10:00
23:40:00
6:10:00
12:40:00
19:10:00
1:40:00
8:10:00
14:40:00
21:10:00
3:40:00
10:10:00
16:40:00
23:10:00
5:40:00
12:10:00
18:40:00
1:10:00
7:40:00
Tiempo (hora)
THD V medio L1
THD V medio L2
Límite THD

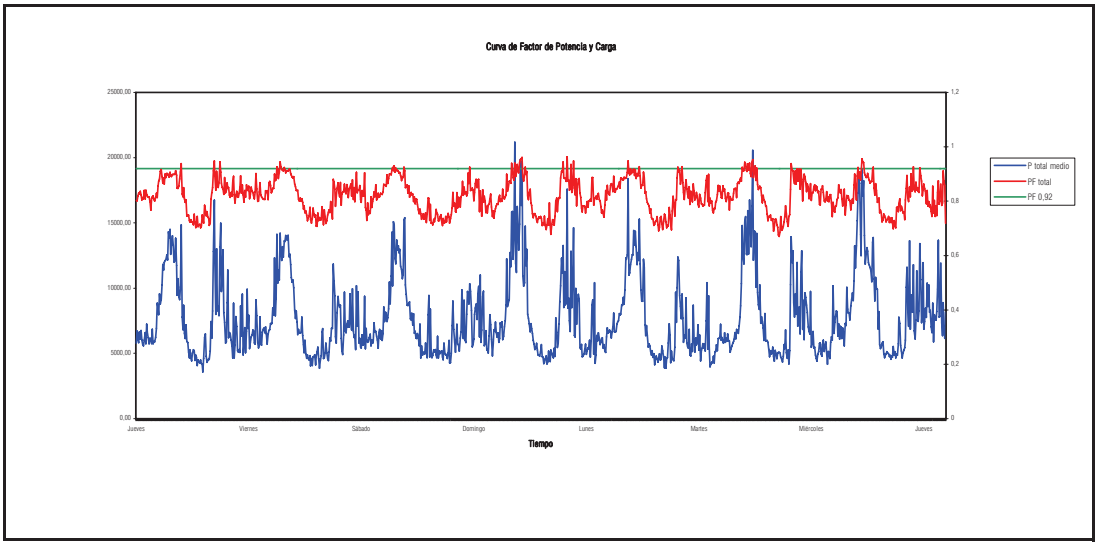


Tabla 4.12 Factor de Potencia vs. Carga transformador #24775 - Zona 3

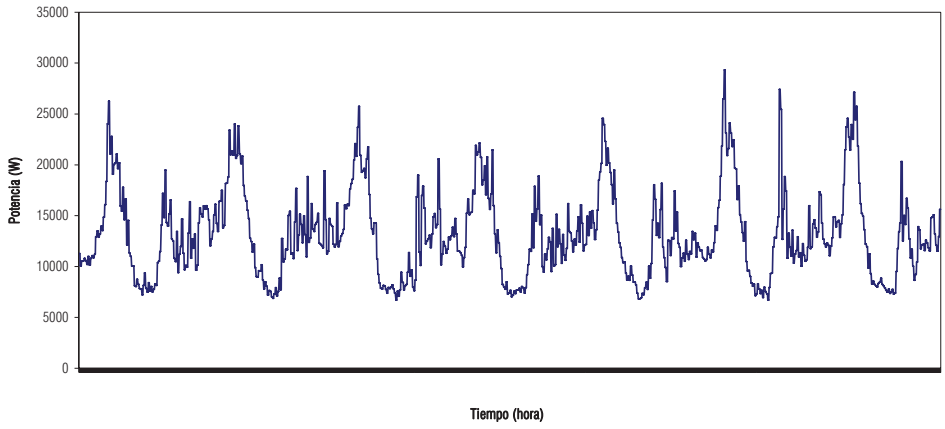
RESUMEN DE CALIDAD DEL PRODUCTO

Transformador Nº.	24776			
Montaje	MVT3	**Equipo Instalado**	1744 Power Quality Logger	
Fases	MONOFÁSICO	**Número de Serie**	20915CA/W1	
Potencia (kVA)	37,5	**Fecha de Instalación**	05/02/2009	
Propiedad	EMPRESA	**Fecha de Retiro**	12/02/2009	
Voltaje en media tensión (kV)	22,8 GRDY/13,2	**Días de Lectura**	7	
Voltaje en baja tensión (V)	120/240	**Intervalo de registro**	5	min
Subestación	59	**Número de registros**	2016	
Primario	C			
Sitio de la Instalación:	Bornes de B.T Transformador 24776 de 37,5 kVA			

FACTOR DE CARGA	0,45	DEMANDA MEDIA	13183	**W**
FACTOR DE DEMANDA	0,78	PÉRDIDAS PROMEDIO	70	**W**
FACTOR DE PÉRDIDAS	0,26	PÉRDIDAS MÁXIMAS	265	**W**

DESCRIPCIÓN PARÁMETRO ANALIZADO	MAX	MIN	CUMPLE REGULACIÓN CONELEC 004/01	OBSERVACIONES
DEMANDA [KW]	29,33	6,70		
FACTOR DE POTENCIA FASE 1	0,977	0,709	NO	El 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
FACTOR DE POTENCIA FASE 2	0,982	0,713	NO	El 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
VOLTAJE FASE 1 [V]	119,32	113,64	SI	
VOLTAJE FASE 2 [V]	119,87	114,52	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 1	1,46	0,00	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 2	1,49	0,00	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 1 (%):	6,01	2,81	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 2 (%):	5,57	2,72	SI	
CORRIENTE FASE 1 [A]	164,00	37,80		
CORRIENTE FASE 2 [A]	180,40	27,40		

Curva de Carga Intervalo de 15 minutos

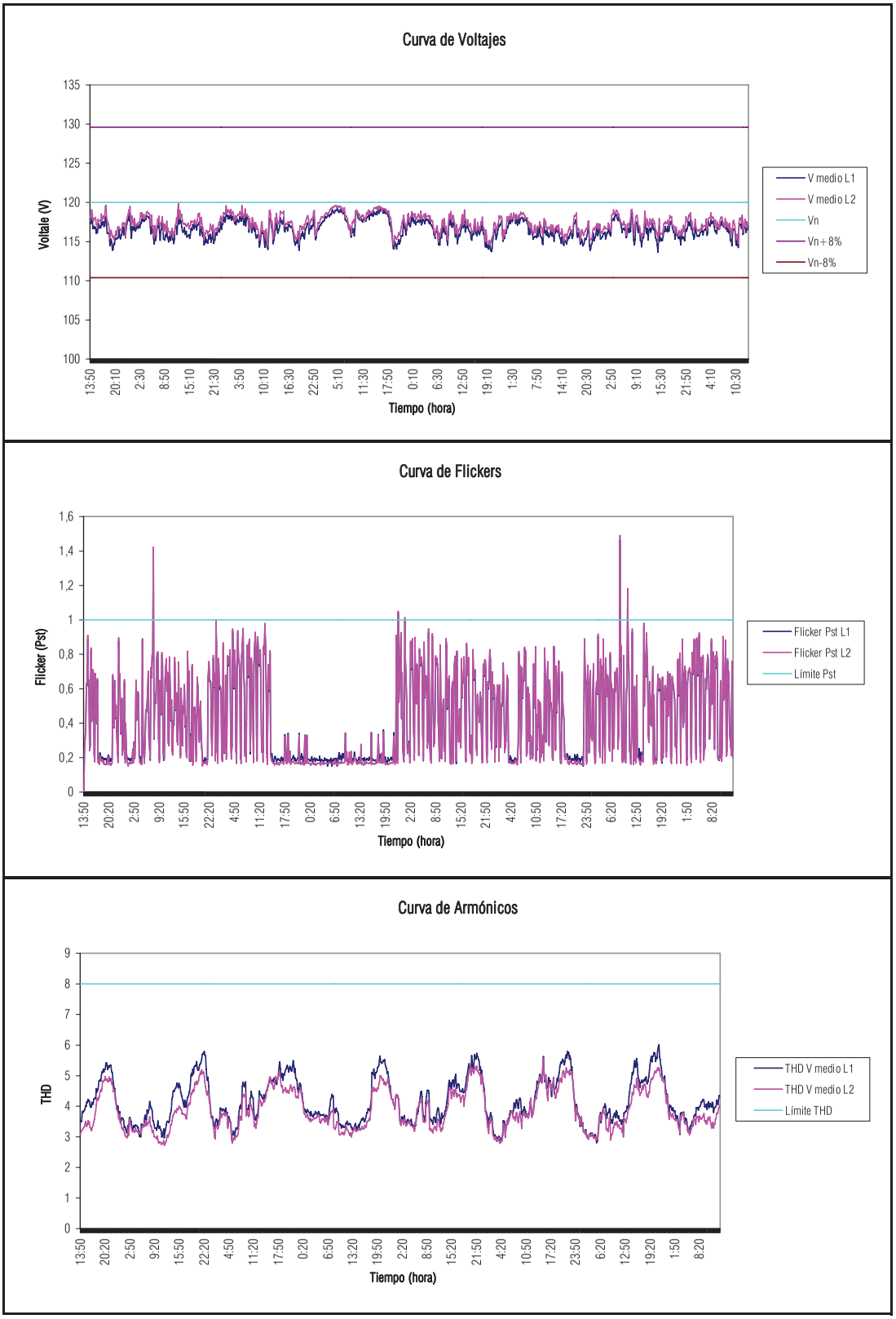


CONCLUSIONES:

CON LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN EL TRANSFORMADOR SE DETERMINO QUE:

* EL NIVEL DE VOLTAJE, FLICKERS Y DISTORSIÓN ARMÓNICA ESTÁN DENTRO DE LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC

* LOS NIVELES DE FACTOR DE POTENCIA NO CUMPLE CON LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC


Curva de Voltajes
Voltaje (V)
135
130
125
120
115
110
105
100
13:50
20:10
2:30
8:50
15:10
21:30
3:50
10:10
16:30
22:50
5:10
11:30
17:50
0:10
6:30
12:50
19:10
1:30
7:50
14:10
20:30
2:50
9:10
15:30
21:50
4:10
10:30
Tiempo (hora)
V medio L1
V medio L2
Vn
Vn+8%
Vn-8%
Curva de Flickers
Flicker (Pst)
1,6
1,4
1,2
1
0,8
0,6
0,4
0,2
0
13:50
20:20
2:50
9:20
15:50
22:20
4:50
11:20
17:50
0:20
6:50
13:20
19:50
2:20
8:50
15:20
21:50
4:20
10:50
17:20
23:50
6:20
12:50
19:20
1:50
8:20
Tiempo (hora)
Flicker Pst L1
Flicker Pst L2
Límite Pst
Curva de Armónicos
THD
9
8
7
6
5
4
3
2
1
0
13:50
20:20
2:50
9:20
15:50
22:20
4:50
11:20
17:50
0:20
6:50
13:20
19:50
2:20
8:50
15:20
21:50
4:20
10:50
17:20
23:50
6:20
12:50
19:20
1:50
8:20
Tiempo (hora)
THD V medio L1
THD V medio L2
Límite THD

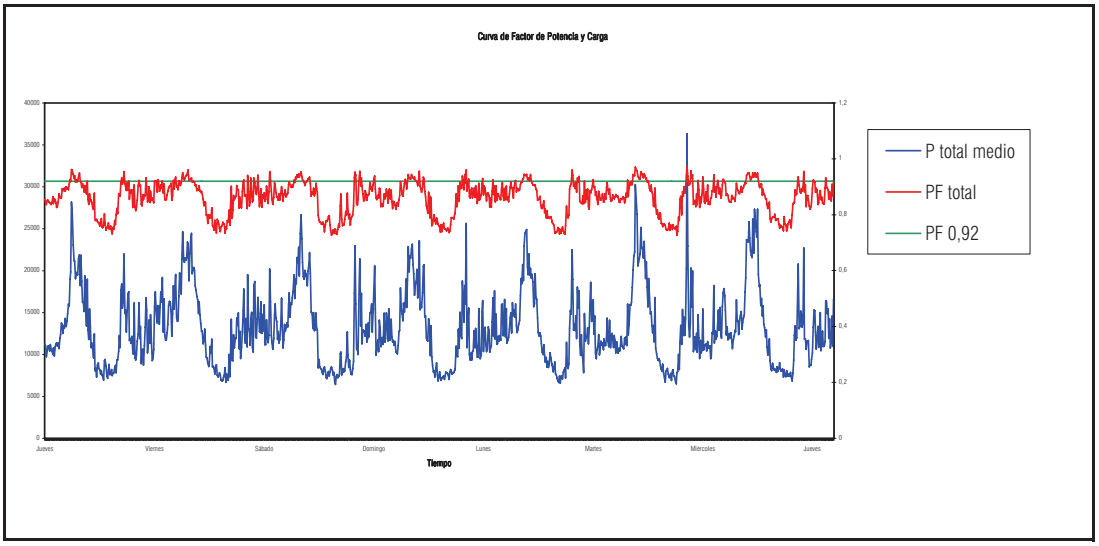


Tabla 4.13 Factor de Potencia vs. Carga transformador #24776 - Zona 3

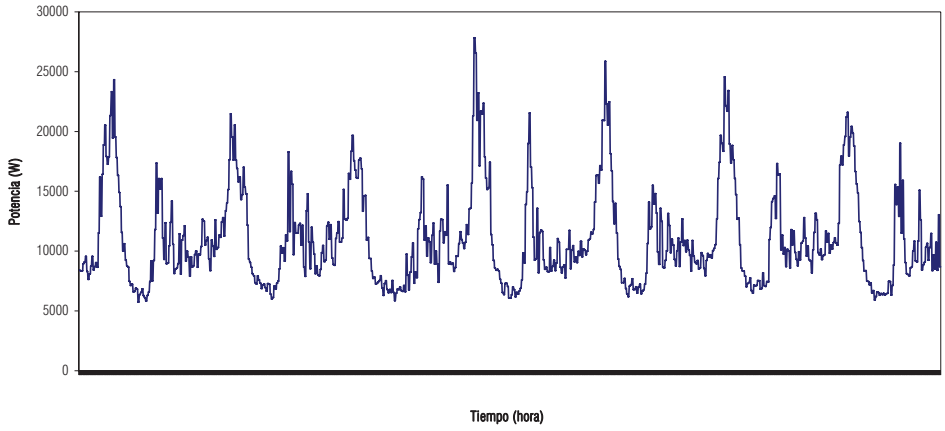
RESUMEN DE CALIDAD DEL PRODUCTO

Transformador Nº.	24777			
Montaje	MVT3	**Equipo Instalado**	1744 Power Quality Logger	
Fases	MONOFÁSICO	**Número de Serie**	20907CA/W1	
Potencia (kVA)	37,5	**Fecha de Instalación**	05/02/2009	
Propiedad	EMPRESA	**Fecha de Retiro**	12/02/2009	
Voltaje en media tensión (kV)	22,8 GRDY/13,2	**Días de Lectura**	7	
Voltaje en baja tensión (V)	120/240	**Intervalo de registro**	5	min
Subestación	59	**Número de registros**	2016	
Primario	C			
Sitio de la Instalación:	Bornes de B.T Transformador 24777 de 37,5 kVA			

FACTOR DE CARGA	0,40	DEMANDA MEDIA	11052,27	**W**
FACTOR DE DEMANDA	0,74	PÉRDIDAS PROMEDIO	50	**W**
FACTOR DE PÉRDIDAS	0,21	PÉRDIDAS MÁXIMAS	238	**W**

DESCRIPCIÓN PARÁMETRO ANALIZADO	MAX	MIN	CUMPLE REGULACIÓN CONELEC 004/01	OBSERVACIONES
DEMANDA [KW]	27,84	5,74		
FACTOR DE POTENCIA FASE 1	0,971	0,579	NO	El 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
FACTOR DE POTENCIA FASE 2	0,990	0,755	NO	El 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
VOLTAJE FASE 1 [V]	119,65	114,03	SI	
VOLTAJE FASE 2 [V]	120,18	114,28	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 1	1,54	0,00	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 2	1,48	0,00	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 1 (%):	5,47	2,53	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 2 (%):	5,76	2,77	SI	
CORRIENTE FASE 1 [A]	132,10	24,00		
CORRIENTE FASE 2 [A]	165,00	22,90		

Curva de Carga Intervalo de 15 minutos

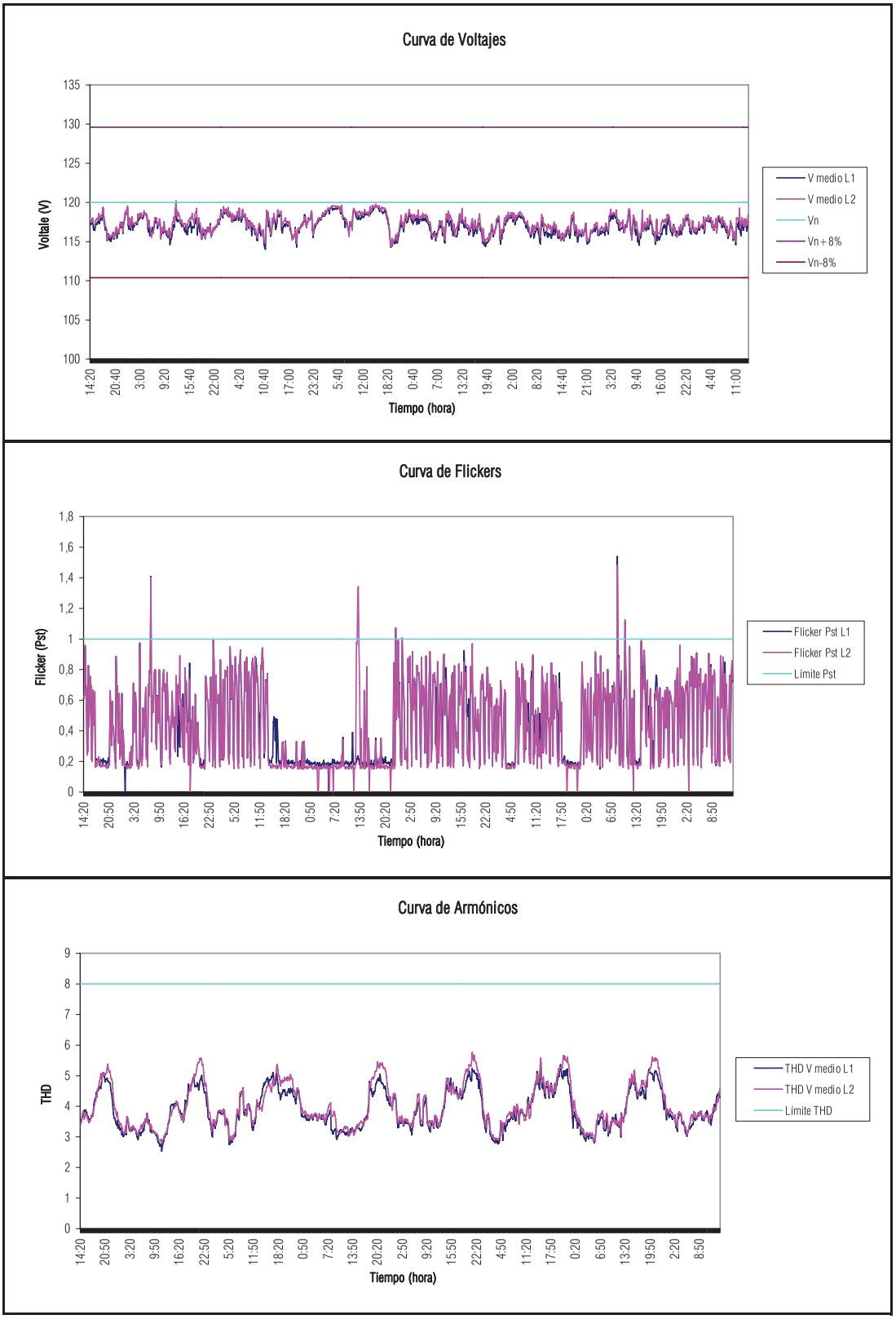


CONCLUSIONES:

CON LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN EL TRANSFORMADOR SE DETERMINO QUE:

* EL NIVEL DE VOLTAJE, FLICKERS Y DISTORSIÓN ARMÓNICA ESTÁN DENTRO DE LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC

* LOS NIVELES DE FACTOR DE POTENCIA NO CUMPLE CON LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC


Curva de Voltajes
Voltaje (V)
135
130
125
120
115
110
105
100
14:20
20:40
3:00
9:20
15:40
22:00
4:20
10:40
17:00
23:20
5:40
12:00
18:20
0:40
7:00
13:20
19:40
2:00
8:20
14:40
21:00
3:20
9:40
16:00
22:20
4:40
11:00
Tiempo (hora)
V medio L1
V medio L2
Vn
Vn+8%
Vn-8%
Curva de Flickers
Flicker (Pst)
1,8
1,6
1,4
1,2
1
0,8
0,6
0,4
0,2
0
14:20
20:50
3:20
9:50
16:20
22:50
5:20
11:50
18:20
0:50
7:20
13:50
20:20
2:50
9:20
15:50
22:20
4:50
11:20
17:50
0:20
6:50
13:20
19:50
2:20
8:50
Tiempo (hora)
Flicker Pst L1
Flicker Pst L2
Límite Pst
Curva de Armónicos
THD
9
8
7
6
5
4
3
2
1
0
14:20
20:50
3:20
9:50
16:20
22:50
5:20
11:50
18:20
0:50
7:20
13:50
20:20
2:50
9:20
15:50
22:20
4:50
11:20
17:50
0:20
6:50
13:20
19:50
2:20
8:50
Tiempo (hora)
THD V medio L1
THD V medio L2
Límite THD

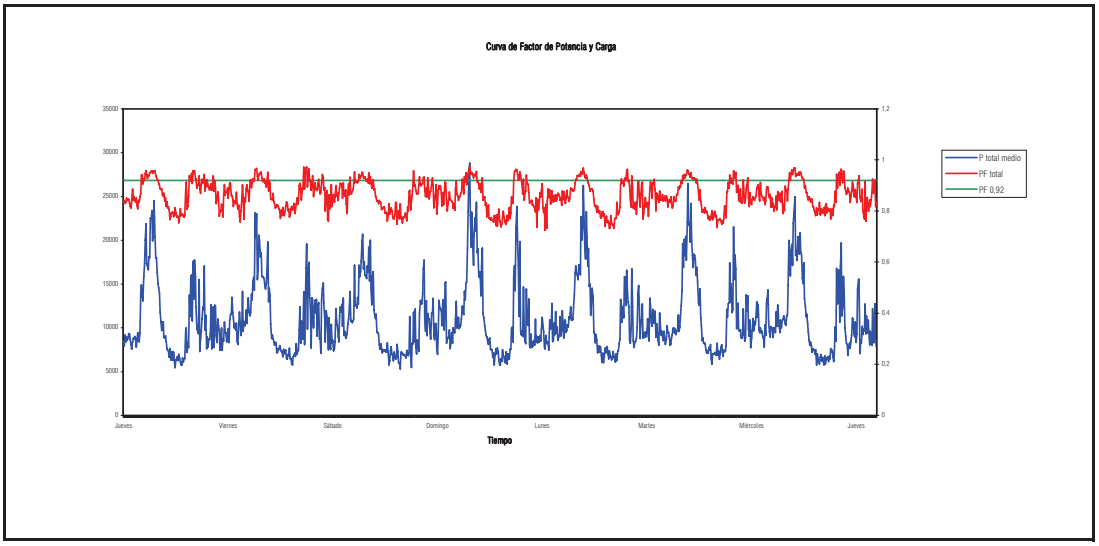


Tabla 4.14 Factor de Potencia vs. Carga transformador #24777 - Zona 3

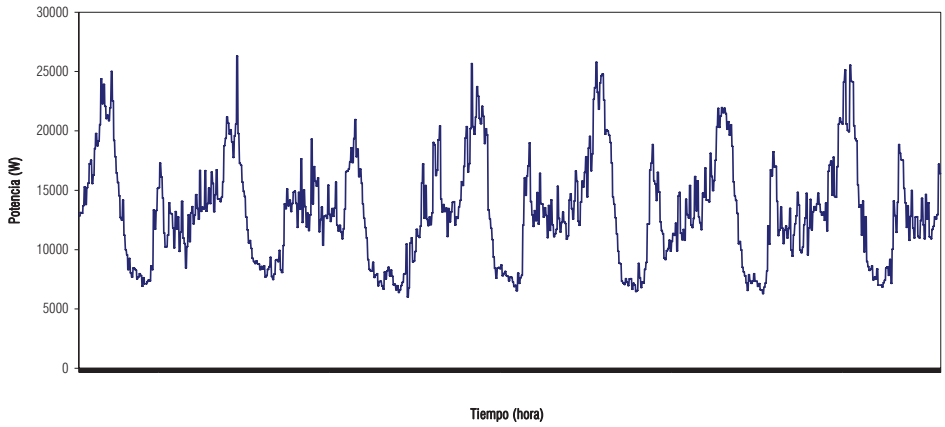
RESUMEN DE CALIDAD DEL PRODUCTO

Transformador Nº.	24778			
Montaje	MVT3	**Equipo Instalado**	1744 Power Quality Logger	
Fases	MONOFÁSICO	**Número de Serie**	20947CA/W3	
Potencia (kVA)	37,5	**Fecha de Instalación**	12/02/2009	
Propiedad	EMPRESA	**Fecha de Retiro**	19/02/2009	
Voltaje en media tensión (kV)	22,8 GRDY/13,2	**Días de Lectura**	7	
Voltaje en baja tensión (V)	120/240	**Intervalo de registro**	5	min
Subestación	59	**Número de registros**	2016	
Primario	C			
Sitio de la Instalación:	Bornes de B.T Transformador 24778 de 37,5 kVA			

FACTOR DE CARGA	0,50	DEMANDA MEDIA	13201,11	**W**
FACTOR DE DEMANDA	0,70	PÉRDIDAS PROMEDIO	68	**W**
FACTOR DE PÉRDIDAS	0,32	PÉRDIDAS MÁXIMAS	213	**W**

DESCRIPCIÓN PARÁMETRO ANALIZADO	MAX	MIN	CUMPLE REGULACIÓN CONELEC 004/01	OBSERVACIONES
DEMANDA [KW]	26,29	6,00		
FACTOR DE POTENCIA FASE 1	0,985	0,687	NO	El 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
FACTOR DE POTENCIA FASE 2	0,977	0,757	NO	El 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
VOLTAJE FASE 1 [V]	119,56	114,14	SI	
VOLTAJE FASE 2 [V]	119,69	114,11	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 1	1,04	0,00	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 2	1,04	0,00	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 1 (%):	5,91	2,85	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 2 (%):	5,87	2,88	SI	
CORRIENTE FASE 1 [A]	139,60	18,20		
CORRIENTE FASE 2 [A]	178,60	30,30		

Curva de Carga Intervalo de 15 minutos

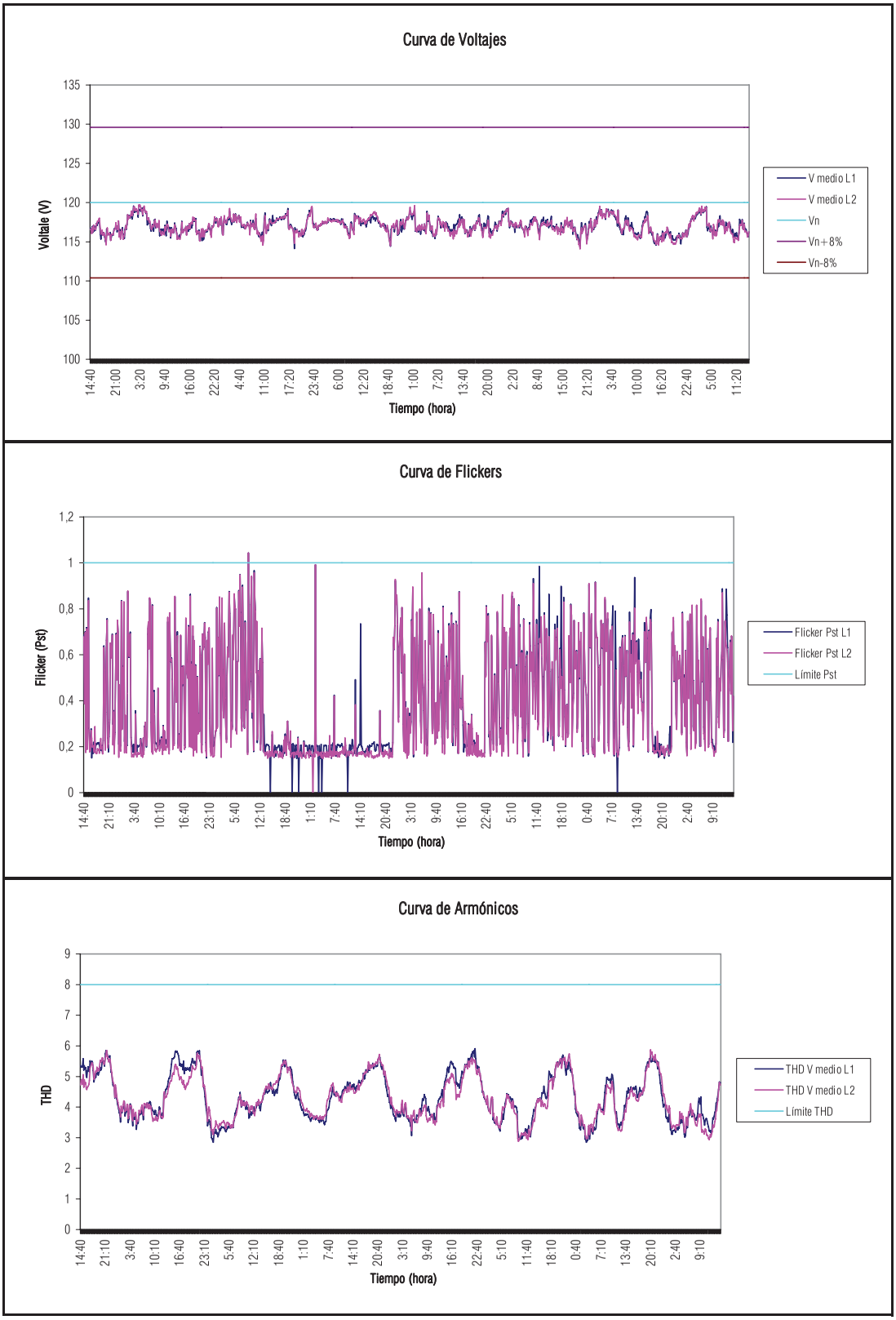


CONCLUSIONES:

CON LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN EL TRANSFORMADOR SE DETERMINO QUE:

* EL NIVEL DE VOLTAJE, FLICKERS Y DISTORSIÓN ARMÓNICA ESTÁN DENTRO DE LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC

* LOS NIVELES DE FACTOR DE POTENCIA NO CUMPLE CON LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC


Curva de Voltajes
Voltaje (V)
135
130
125
120
115
110
105
100
14:40
21:00
3:20
9:40
16:00
22:20
4:40
11:00
17:20
23:40
6:00
12:20
18:40
1:00
7:20
13:40
20:00
2:20
8:40
15:00
21:20
3:40
10:00
16:20
22:40
5:00
11:20
Tiempo (hora)
V medio L1
V medio L2
Vn
Vn+8%
Vn-8%
Curva de Flickers
Flicker (Pst)
1,2
1
0,8
0,6
0,4
0,2
0
14:40
21:10
3:40
10:10
16:40
23:10
5:40
12:10
18:40
1:10
7:40
14:10
20:40
3:10
9:40
16:10
22:40
5:10
11:40
18:10
0:40
7:10
13:40
20:10
2:40
9:10
Tiempo (hora)
Flicker Pst L1
Flicker Pst L2
Límite Pst
Curva de Armónicos
THD
9
8
7
6
5
4
3
2
1
0
14:40
21:10
3:40
10:10
16:40
23:10
5:40
12:10
18:40
1:10
7:40
14:10
20:40
3:10
9:40
16:10
22:40
5:10
11:40
18:10
0:40
7:10
13:40
20:10
2:40
9:10
Tiempo (hora)
THD V medio L1
THD V medio L2
Límite THD

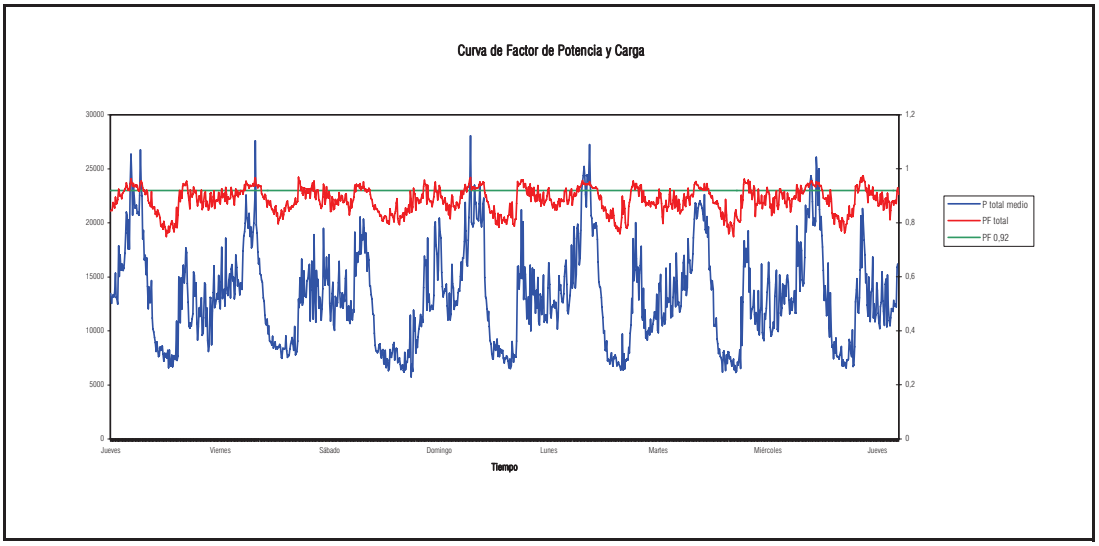


Tabla 4.15 Factor de Potencia vs. Carga transformador #24778 - Zona 3

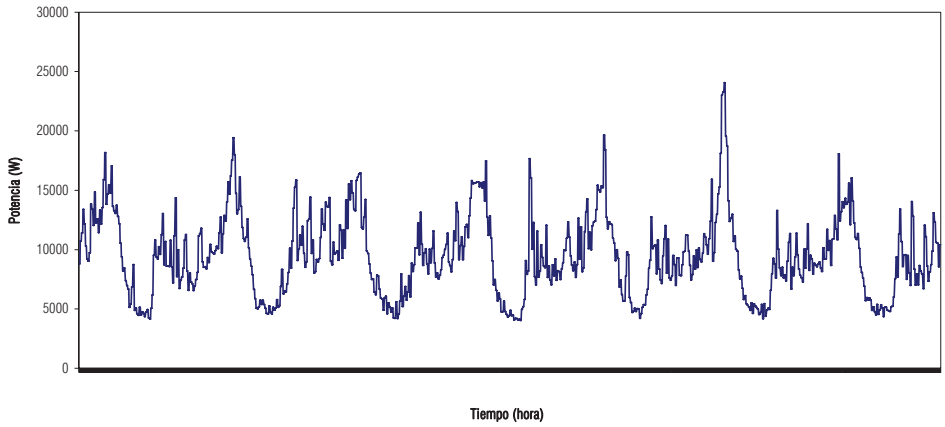
RESUMEN DE CALIDAD DEL PRODUCTO

Transformador Nº.	24779			
Montaje	MVT3	**Equipo Instalado**	1744 Power Quality Logger	
Fases	MONOFÁSICO	**Número de Serie**	20915CA/W1	
Potencia (kVA)	37,5	**Fecha de Instalación**	12/02/2009	
Propiedad	EMPRESA	**Fecha de Retiro**	19/02/2009	
Voltaje en media tensión (kV)	22,8 GRDY/13,2	**Días de Lectura**	7	
Voltaje en baja tensión (V)	120/240	**Intervalo de registro**	5	min
Subestación	59	**Número de registros**	2016	
Primario	C			
Sitio de la Instalación:	Bornes de B.T Transformador 24779 de 37,5 kVA			

FACTOR DE CARGA	0,39	DEMANDA MEDIA	9460,84	**W**
FACTOR DE DEMANDA	0,64	PÉRDIDAS PROMEDIO	34	**W**
FACTOR DE PÉRDIDAS	0,20	PÉRDIDAS MÁXIMAS	173	**W**

DESCRIPCIÓN PARÁMETRO ANALIZADO	MAX	MIN	CUMPLE REGULACIÓN CONELEC 004/01	OBSERVACIONES
DEMANDA [KW]	24,05	4,04		
FACTOR DE POTENCIA FASE 1	0,994	0,745	NO	El 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
FACTOR DE POTENCIA FASE 2	0,993	0,802	NO	El 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
VOLTAJE FASE 1 [V]	120,02	114,76	SI	
VOLTAJE FASE 2 [V]	119,91	114,31	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 1	1,05	0,00	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 2	1,51	0,00	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 1 (%):	5,93	2,68	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 2 (%):	5,90	2,92	SI	
CORRIENTE FASE 1 [A]	107,30	10,70		
CORRIENTE FASE 2 [A]	161,70	15,90		

Curva de Carga Intervalo de 15 minutos

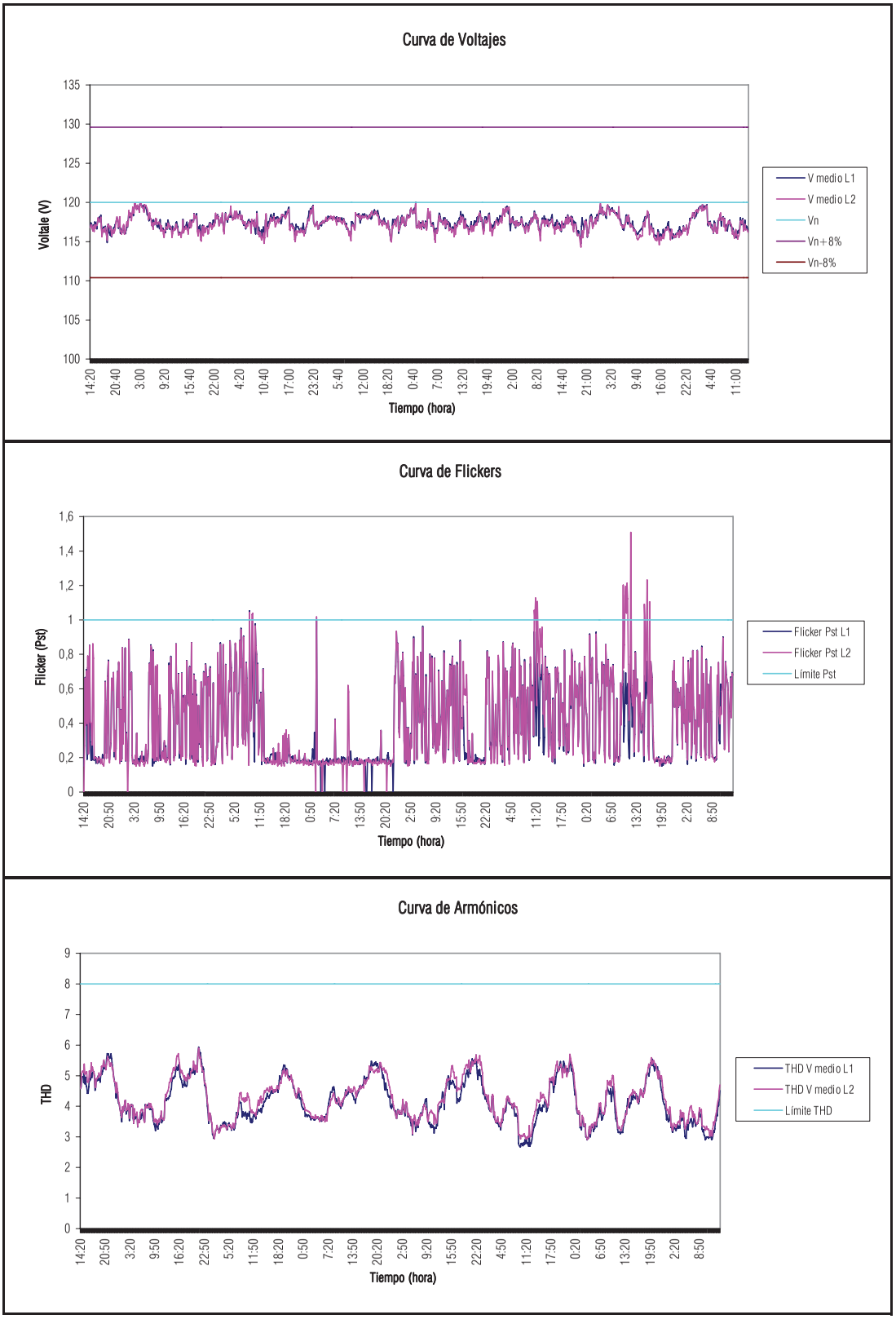


CONCLUSIONES:

CON LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN EL TRANSFORMADOR SE DETERMINO QUE:

* EL NIVEL DE VOLTAJE, FLICKERS Y DISTORSIÓN ARMÓNICA ESTÁN DENTRO DE LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC

* LOS NIVELES DE FACTOR DE POTENCIA NO CUMPLE CON LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC


Curva de Voltajes
Voltaje (V)
135
130
125
120
115
110
105
100
14:20
20:40
3:00
9:20
15:40
22:00
4:20
10:40
17:00
23:20
5:40
12:00
18:20
0:40
7:00
13:20
19:40
2:00
8:20
14:40
21:00
3:20
9:40
16:00
22:20
4:40
11:00
Tiempo (hora)
V medio L1
V medio L2
Vn
Vn+8%
Vn-8%
Curva de Flickers
Flicker (Pst)
1,6
1,4
1,2
1
0,8
0,6
0,4
0,2
0
14:20
20:50
3:20
9:50
16:20
22:50
5:20
11:50
18:20
0:50
7:20
13:50
20:20
2:50
9:20
15:50
22:20
4:50
11:20
17:50
0:20
6:50
13:20
19:50
2:20
8:50
Tiempo (hora)
Flicker Pst L1
Flicker Pst L2
Límite Pst
Curva de Armónicos
THD
9
8
7
6
5
4
3
2
1
0
14:20
20:50
3:20
9:50
16:20
22:50
5:20
11:50
18:20
0:50
7:20
13:50
20:20
2:50
9:20
15:50
22:20
4:50
11:20
17:50
0:20
6:50
13:20
19:50
2:20
8:50
Tiempo (hora)
THD V medio L1
THD V medio L2
Límite THD

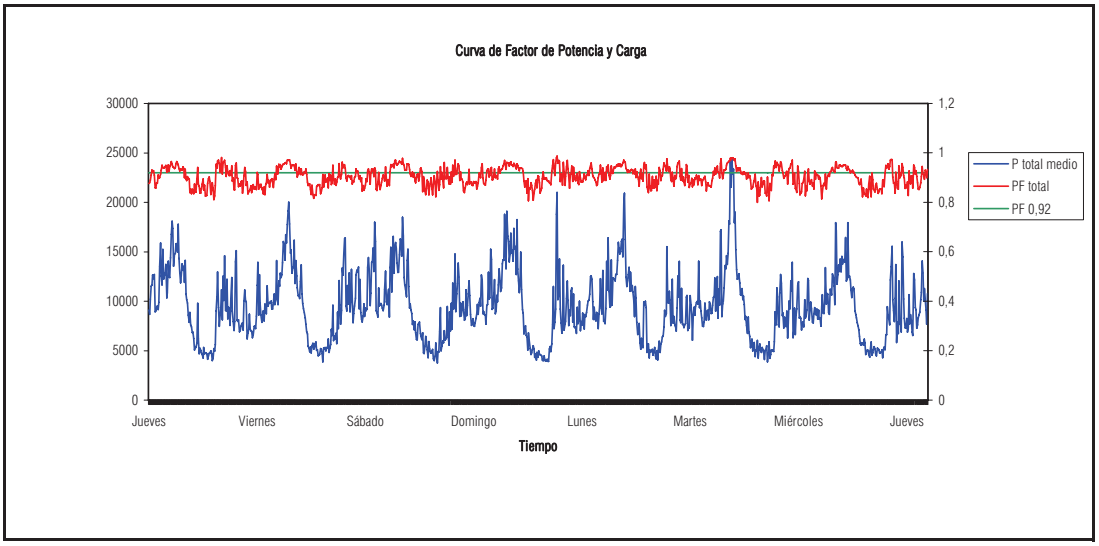


Tabla 4.16 Factor de Potencia vs. Carga transformador #24779 - Zona 3

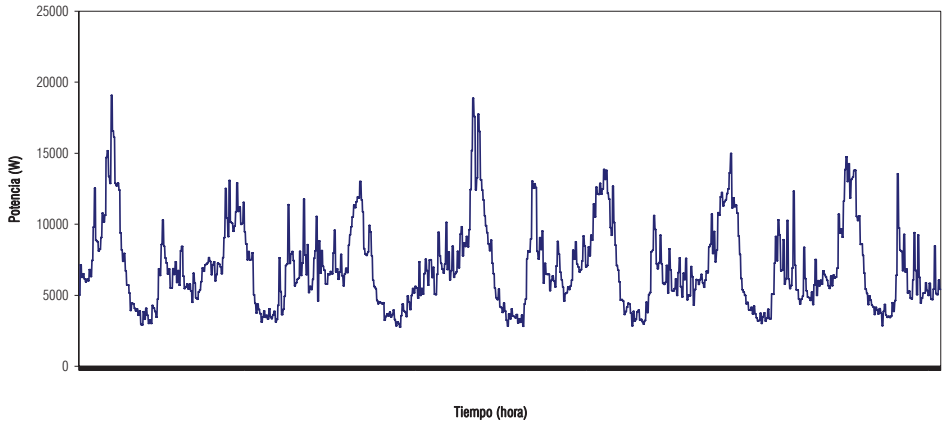
RESUMEN DE CALIDAD DEL PRODUCTO

Transformador Nº.	24780			
Montaje	MVT3	**Equipo Instalado**	1744 Power Quality Logger	
Fases	MONOFÁSICO	**Número de Serie**	20915CA/W1	
Potencia (kVA)	25	**Fecha de Instalación**	12/02/2009	
Propiedad	EMPRESA	**Fecha de Retiro**	19/02/2009	
Voltaje en media tensión (kV)	22,8 GRDY/13,2	**Días de Lectura**	7	
Voltaje en baja tensión (V)	120/240	**Intervalo de registro**	5	min
Subestación	59	**Número de registros**	2016	
Primario	C			
Sitio de la Instalación:	Bornes de B.T Transformador 24780 de 25 kVA			

FACTOR DE CARGA	0,37	DEMANDA MEDIA	6997,04	**W**
FACTOR DE DEMANDA	0,76	PÉRDIDAS PROMEDIO	33	**W**
FACTOR DE PÉRDIDAS	0,18	PÉRDIDAS MÁXIMAS	178	**W**

DESCRIPCIÓN PARÁMETRO ANALIZADO	MAX	MIN	CUMPLE REGULACIÓN CONELEC 004/01	OBSERVACIONES
DEMANDA [KW]	19,07	2,77		
FACTOR DE POTENCIA FASE 1	0,989	0,618	NO	El 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
FACTOR DE POTENCIA FASE 2	0,988	0,686	NO	El 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
VOLTAJE FASE 1 [V]	119,40	72,60	SI	
VOLTAJE FASE 2 [V]	120,00	76,40	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 1	1,17	0,12	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 2	1,17	0,12	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 1 (%):	6,50	2,80	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 2 (%):	5,80	2,50	SI	
CORRIENTE FASE 1 [A]	103,40	1,20		
CORRIENTE FASE 2 [A]	115,10	6,40		

Curva de Carga Intervalo de 15 minutos

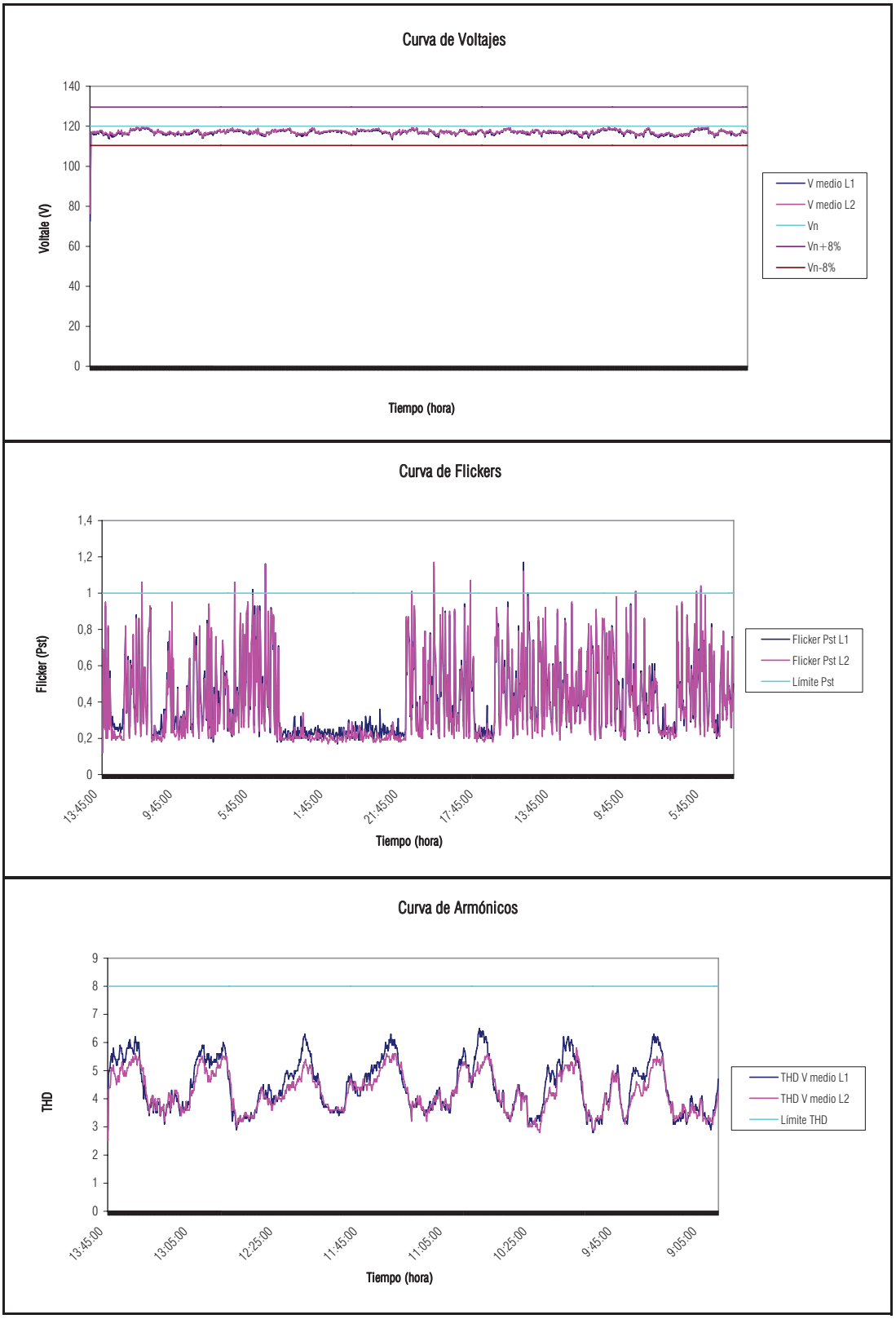


CONCLUSIONES:

CON LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN EL TRANSFORMADOR SE DETERMINO QUE:

* EL NIVEL DE VOLTAJE, FLICKERS Y DISTORSIÓN ARMÓNICA ESTÁN DENTRO DE LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC

* LOS NIVELES DE FACTOR DE POTENCIA NO CUMPLE CON LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC


Curva de Voltajes
140
120
100
80
60
40
20
0
Voltaje (V)
Tiempo (hora)
V medio L1
V medio L2
Vn
Vn+8%
Vn-8%
Curva de Flickers
1,4
1,2
1
0,8
0,6
0,4
0,2
0
Flicker (Pst)
13:45:00
9:45:00
5:45:00
1:45:00
21:45:00
17:45:00
13:45:00
9:45:00
5:45:00
Tiempo (hora)
Flicker Pst L1
Flicker Pst L2
Límite Pst
Curva de Armónicos
9
8
7
6
5
4
3
2
1
0
THD
13:45:00
13:05:00
12:25:00
11:45:00
11:05:00
10:25:00
9:45:00
9:05:00
Tiempo (hora)
THD V medio L1
THD V medio L2
Límite THD

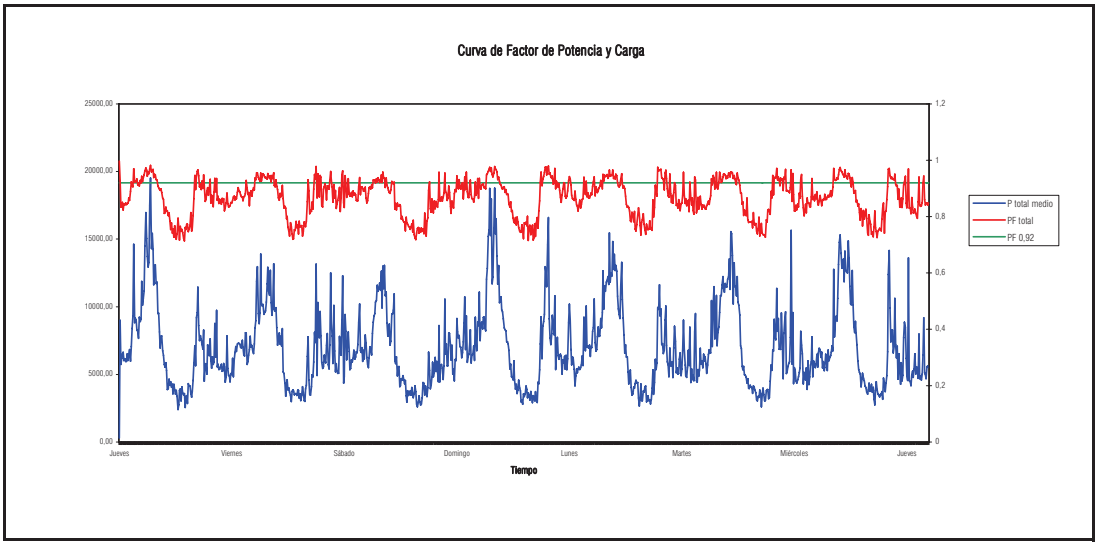


Tabla 4.17 Factor de Potencia vs. Carga transformador #24780 - Zona 3

Resumen de Calidad de Producto y Cargabilidad							
Número de Transformador	**Calidad de Voltaje**	**Parpadeo**	**Armónicos**	**Factor de Potencia**	**Factor de Carga**	**Factor de Demanda**	**Factor de Pérdidas**
24775	Cumple	Cumple	Cumple	No Cumple	0,42	0,5	0,24
24776	Cumple	Cumple	Cumple	No Cumple	0,45	0,78	0,26
24777	Cumple	Cumple	Cumple	No Cumple	0,4	0,74	0,21
24778	Cumple	Cumple	Cumple	No Cumple	0,5	0,7	0,32
24779	Cumple	Cumple	Cumple	No Cumple	0,39	0,64	0,2
24780	Cumple	Cumple	Cumple	No Cumple	0,37	0,76	0,18

Tabla 4C Resumen de Calidad de Producto y Cargabilidad - Zona 3

4.1.1.4 Mediciones en la Zona 4

A. Sistema de Puesta a Tierra

Transformador	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA						
	Mediciones		Detalle de Instalación				Observaciones
# Empresa	Resistencia de varilla de PT [?]	Resistividad del suelo [? ·m]	Disposición Tipo	Profundidad [cm] (A)	Separación del Poste [cm] (B)	Separación entre varillas [cm] (C)	
24942	31.1	36	2(T1-1)	31	24	35	Conectores desajustados y sulfatados
6238	30.8		2(T1-1)	55	16	23	Sin conector, conductor entorchado
101425	31.4	40.8	2(T1-1)	12	15	15	Conectores desajustados y sulfatados
101423	15.8		2(T1-1)	12	20	20	Conectores desajustados y sulfatados
101422	32.4		2(T1-1)	15	15	40	Conectores desajustados y sulfatados
36372	16	24.9	2(T1-1)	25	20	22	Conectores sulfatados
107166	21.3	21	2(T1-1)	25	12	27	Conectores sulfatados
107168	16	47	2(T1-1)	23	10	18	Conectores desajustados y sulfatados

Tabla 4.18 Medición de Sistemas de Puesta a Tierra - Zona 4

B. Pararrayos

Características del Transformador		Equipos de Protección			
		Tipo	Mediciones		
# Empresa	Potencia [kVA]	Clase 18 kV [kV]	Resistencia de Aislamiento [GΩ]	Voltaje de Operación [kV]	Voltaje de Conducción [kV]
24942	50	Cerámico	47,7	S/L	S/L
6238	25	Cerámico	20,25	19,1	14,8
101422	25	Cerámico	976	19,1	17,7
101423	25	Cerámico	603	19,8	18,4
101425	37,5	Cerámico	552	19,1	17
36372	37,5	Cerámico	694	19,8	18,4
107166	37,5	Cerámico	1162	19,1	17,7
107168	50	Cerámico	1380	S/L	S/L

S/L: Sin lectura

Tabla 4.19 Medición de Pararrayos de transformadores - Zona 4

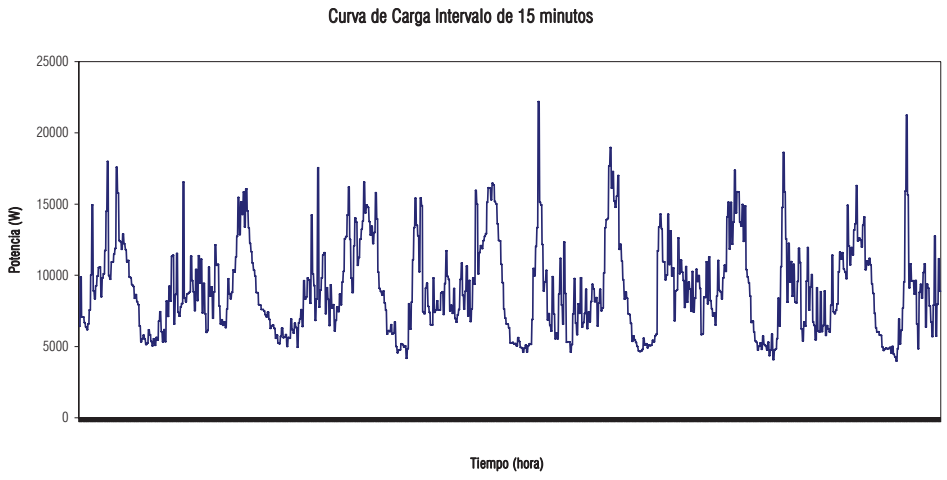
C. Registradores de Carga en Transformadores

Se presenta un resumen de los registros realizados para cada uno de los transformadores de la zona 4.

RESUMEN DE CALIDAD DEL PRODUCTO

Transformador Nº.	6238			
Montaje	MVT3	**Equipo Instalado**	1744 Power Quality Logger	
Fases	MONOFÁSICO	**Número de Serie**	20911CA/W1	
Potencia (kVA)	25	**Fecha de Instalación**	13/02/2009	
Propiedad	EMPRESA	**Fecha de Retiro**	20/02/2009	
Voltaje en media tensión (kV)	22,8 GRDY/13,2	**Días de Lectura**	7	
Voltaje en baja tensión (V)	120/240	**Intervalo de registro**	5	min
Subestación	59	**Número de registros**	2016	
Primario	C			
Sitio de la Instalación:	Bornes de B.T Transformador 6238 de 25 kVA			
FACTOR DE CARGA	0,41	DEMANDA MEDIA	9074,00	**W**
FACTOR DE DEMANDA	0,89	PÉRDIDAS PROMEDIO	52	**W**
FACTOR DE PÉRDIDAS	0,21	PÉRDIDAS MÁXIMAS	242	**W**

DESCRIPCIÓN PARÁMETRO ANALIZADO	MAX	MIN	CUMPLE REGULACIÓN CONELEC 004/01	OBSERVACIONES
DEMANDA [KW]	22,19	3,98		
FACTOR DE POTENCIA FASE 1	0,990	0,723	NO	El 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
FACTOR DE POTENCIA FASE 2	0,992	0,698	NO	El 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
VOLTAJE FASE 1 [V]	121,23	116,11	SI	
VOLTAJE FASE 2 [V]	121,13	115,76	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 1	1,40	0,00	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 2	1,39	0,00	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 1 (%):	5,89	2,55	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 2 (%):	5,86	2,54	SI	
CORRIENTE FASE 1 [A]	146,20	17,70		
CORRIENTE FASE 2 [A]	114,30	14,90		

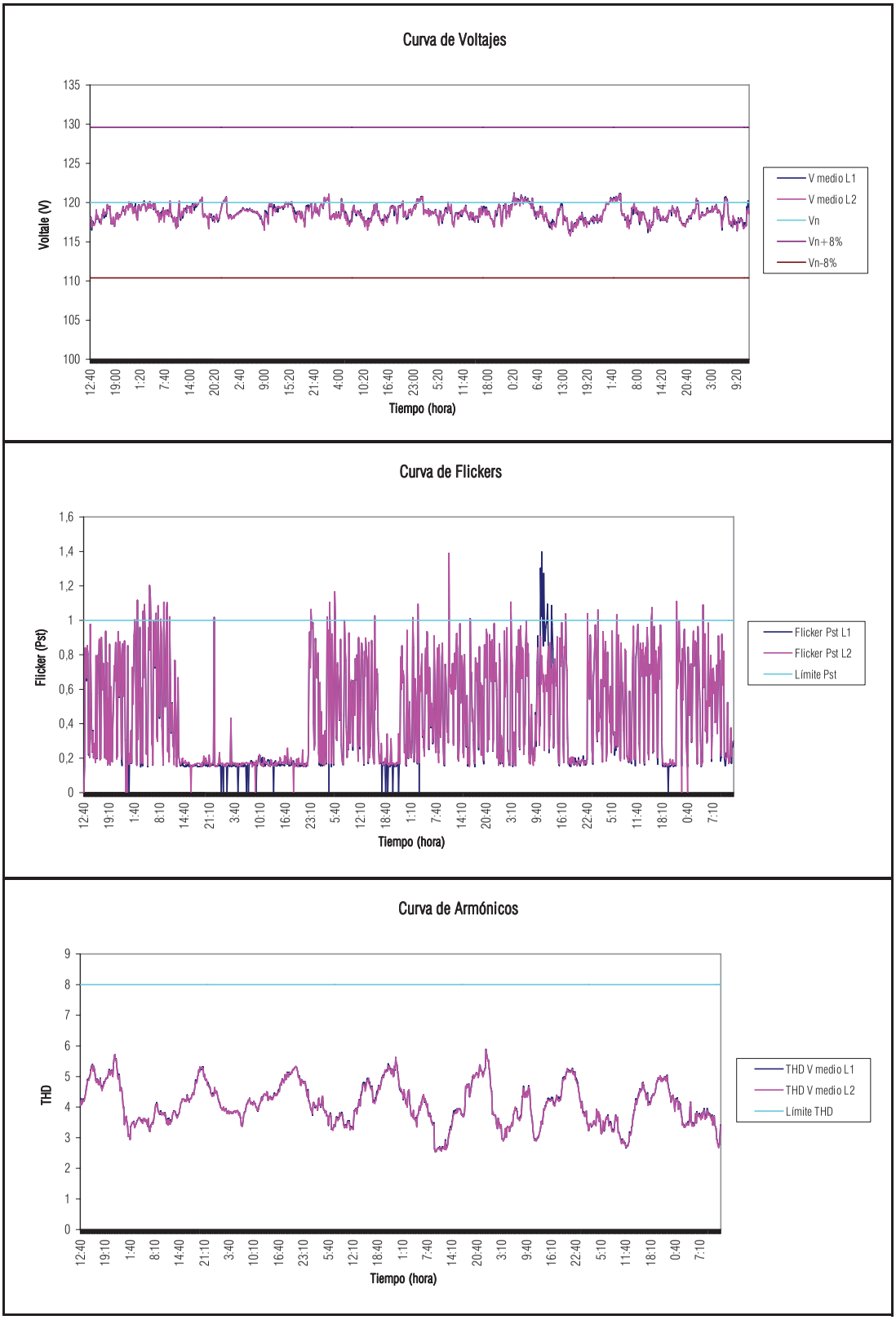


CONCLUSIONES:

CON LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN EL TRANSFORMADOR SE DETERMINO QUE:

* EL NIVEL DE VOLTAJE, FLICKERS Y DISTORSIÓN ARMÓNICA ESTÁN DENTRO DE LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC

* LOS NIVELES DE FACTOR DE POTENCIA NO CUMPLE CON LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC


Curva de Voltajes
Voltaje (V)
135
130
125
120
115
110
105
100
12:40 19:00 1:20 7:40 14:00 20:20 2:40 9:00 15:20 21:40 4:00 10:20 16:40 23:00 5:20 11:40 18:00 0:20 6:40 13:00 19:20 1:40 8:00 14:20 20:40 3:00 9:20
Tiempo (hora)
V medio L1
V medio L2
Vn
Vn+8%
Vn-8%
Curva de Flickers
Flicker (Pst)
1,6
1,4
1,2
1
0,8
0,6
0,4
0,2
0
12:40 19:10 1:40 8:10 14:40 21:10 3:40 10:10 16:40 23:10 5:40 12:10 18:40 1:10 7:40 14:10 20:40 3:10 9:40 16:10 22:40 5:10 11:40 18:10 0:40 7:10
Tiempo (hora)
Flicker Pst L1
Flicker Pst L2
Límite Pst
Curva de Armónicos
THD
9
8
7
6
5
4
3
2
1
0
12:40 19:10 1:40 8:10 14:40 21:10 3:40 10:10 16:40 23:10 5:40 12:10 18:40 1:10 7:40 14:10 20:40 3:10 9:40 16:10 22:40 5:10 11:40 18:10 0:40 7:10
Tiempo (hora)
THD V medio L1
THD V medio L2
Límite THD

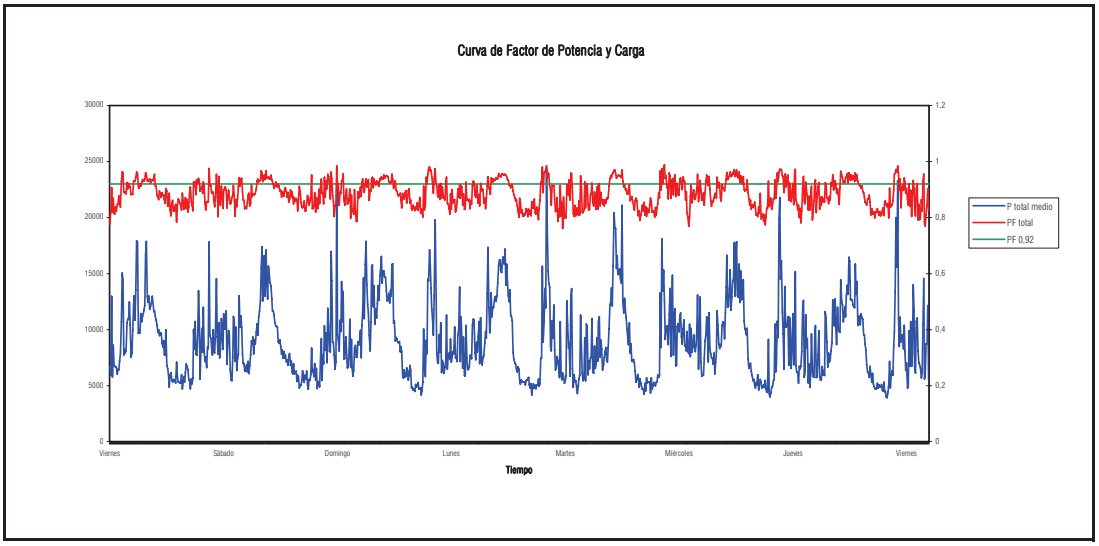


Tabla 4.20 Factor de Potencia vs. Carga transformador #6238 - Zona 4

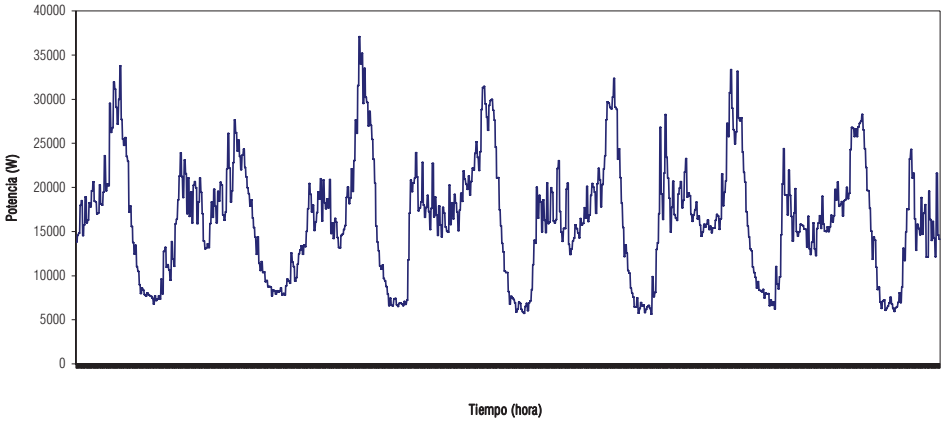
RESUMEN DE CALIDAD DEL PRODUCTO

Transformador Nº.	24942			
Montaje	MVT3	**Equipo Instalado**	3945	
Fases	MONOFÁSICO	**Número de Serie**	50116 1:1	
Potencia (kVA)	50	**Fecha de Instalación**	13/02/2009	
Propiedad	EMPRESA	**Fecha de Retiro**	20/02/2009	
Voltaje en media tensión (kV)	22,8 GRDY/13,2	**Días de Lectura**	7	
Voltaje en baja tensión (V)	120/240	**Intervalo de registro**	5	min
Subestación	59	**Número de registros**	2016	
Primario	C			
Sitio de la Instalación:	Bornes de B.T Transformador 24942 de 50 kVA			

FACTOR DE CARGA	0,44	DEMANDA MEDIA	16492,59	**W**
FACTOR DE DEMANDA	0,99	PÉRDIDAS PROMEDIO	139	**W**
FACTOR DE PÉRDIDAS	0,26	PÉRDIDAS MÁXIMAS	531	**W**

DESCRIPCIÓN PARÁMETRO ANALIZADO	MAX	MIN	CUMPLE REGULACIÓN CONELEC 004/01	OBSERVACIONES
DEMANDA [KW]	37,09	5,65		
FACTOR DE POTENCIA FASE 1	0,991	0,705	NO	EI 73% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
FACTOR DE POTENCIA FASE 2	0,981	0,699	NO	EI 73% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
VOLTAJE FASE 1 [V]	124,60	119,00	SI	
VOLTAJE FASE 2 [V]	124,40	118,40	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 1	1,36	0,17	NO	EI 6% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 2	1,35	0,17	NO	EI 6% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 1 (%):	5,70	2,60	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 2 (%):	5,80	2,60	SI	
CORRIENTE FASE 1 [A]	177,00	20,20		
CORRIENTE FASE 2 [A]	193,60	21,70		

Curva de potencia media Intervalo de 15 minutos

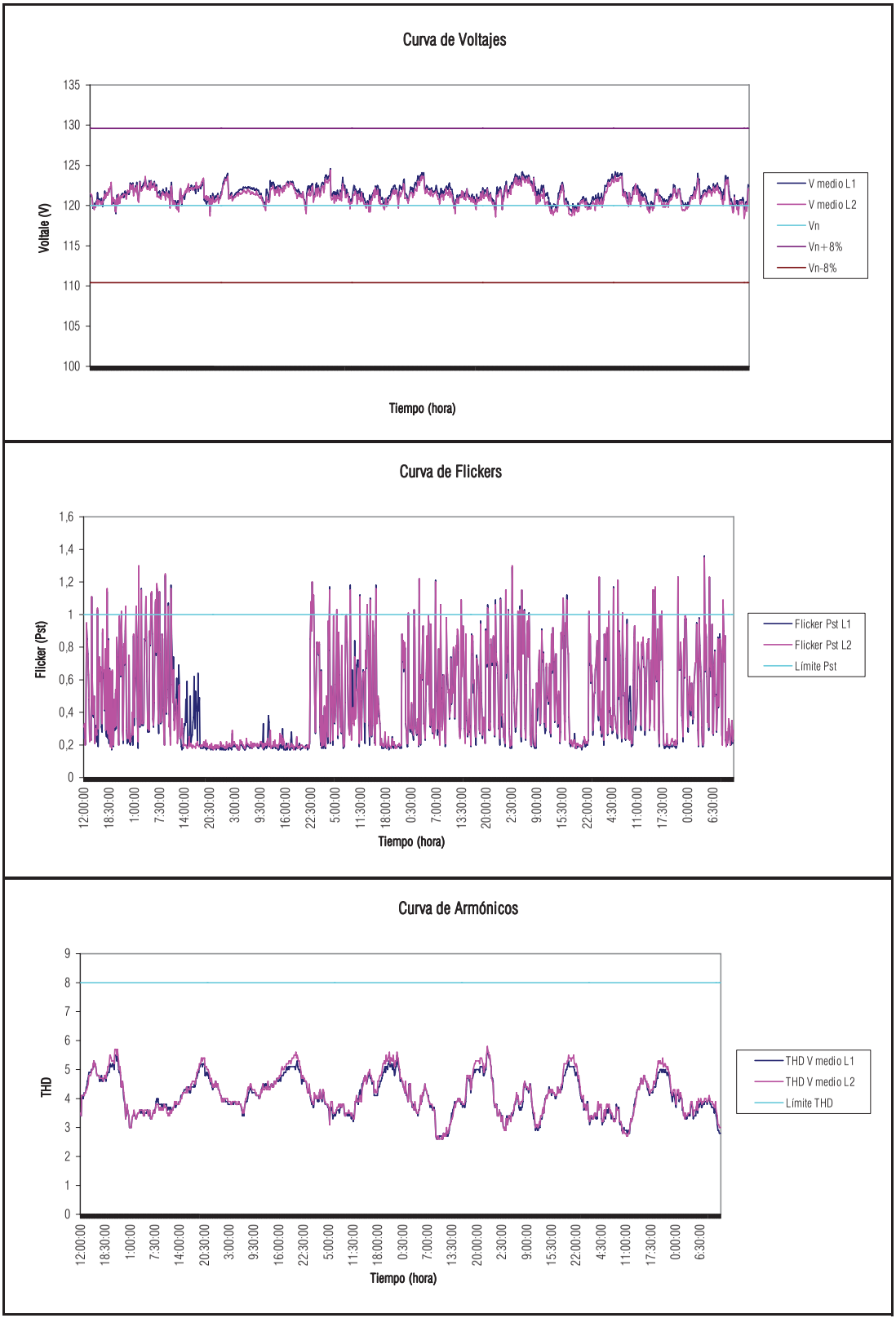


CONCLUSIONES:

CON LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN EL TRANSFORMADOR SE DETERMINO QUE:

* EL NIVEL DE VOLTAJE, FLICKERS Y DISTORSIÓN ARMÓNICA ESTÁN DENTRO DE LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC

* LOS NIVELES DE FACTOR DE POTENCIA NO CUMPLE CON LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC


Curva de Voltajes
135
130
125
120
115
110
105
100
Voltaje (V)
Tiempo (hora)
V medio L1
V medio L2
Vn
Vn+8%
Vn-8%
Curva de Flickers
1,6
1,4
1,2
1
0,8
0,6
0,4
0,2
0
Flicker (Pst)
12:00:00
18:30:00
1:00:00
7:30:00
14:00:00
20:30:00
3:00:00
9:30:00
16:00:00
22:30:00
5:00:00
11:30:00
18:00:00
0:30:00
7:00:00
13:30:00
20:00:00
2:30:00
9:00:00
15:30:00
22:00:00
4:30:00
11:00:00
17:30:00
0:00:00
6:30:00
Tiempo (hora)
Flicker Pst L1
Flicker Pst L2
Límite Pst
Curva de Armónicos
9
8
7
6
5
4
3
2
1
0
THD
12:00:00
18:30:00
1:00:00
7:30:00
14:00:00
20:30:00
3:00:00
9:30:00
16:00:00
22:30:00
5:00:00
11:30:00
18:00:00
0:30:00
7:00:00
13:30:00
20:00:00
2:30:00
9:00:00
15:30:00
22:00:00
4:30:00
11:00:00
17:30:00
0:00:00
6:30:00
Tiempo (hora)
THD V medio L1
THD V medio L2
Límite THD

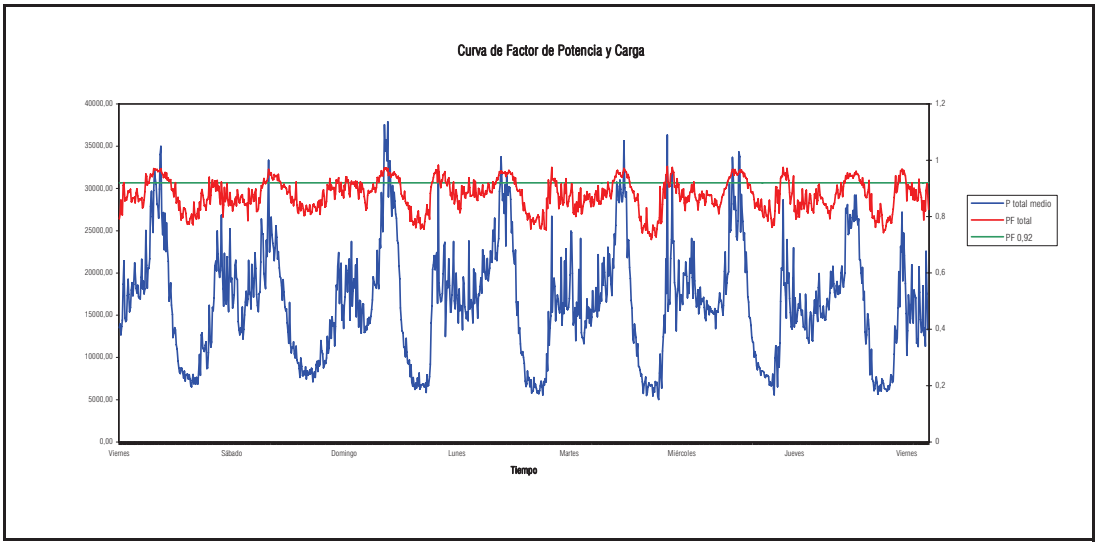


Tabla 4.21 Factor de Potencia vs. Carga transformador #24942 - Zona 4

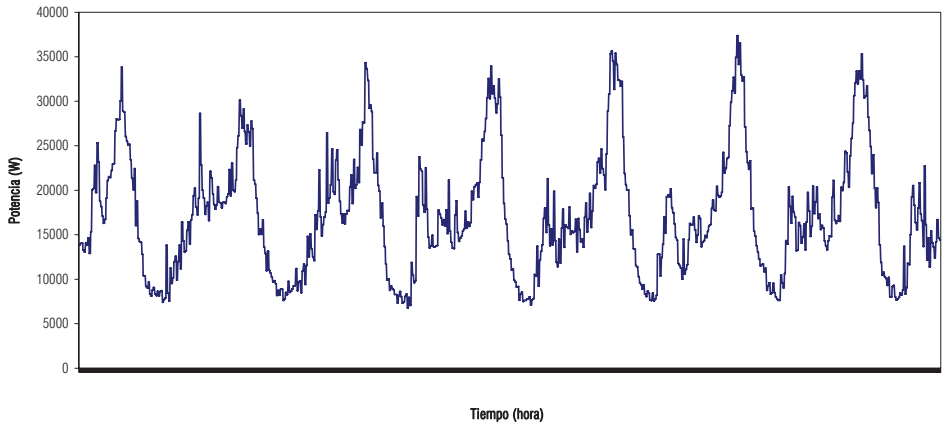
RESUMEN DE CALIDAD DEL PRODUCTO

Transformador Nº.	36372			
Montaje	MVT3	**Equipo Instalado**	1744 Power Quality Logger	
Fases	MONOFÁSICO	**Número de Serie**	20925CA/W1	
Potencia (kVA)	37,5	**Fecha de Instalación**	13/02/2009	
Propiedad	EMPRESA	**Fecha de Retiro**	20/02/2009	
Voltaje en media tensión (kV)	22,8 GRDY/13,2	**Días de Lectura**	7	
Voltaje en baja tensión (V)	120/240	**Intervalo de registro**	5	min
Subestación	59	**Número de registros**	2016	
Primario	C			
Sitio de la Instalación:	Bornes de B.T Transformador 36372 de 37,5 kVA			

FACTOR DE CARGA	0,46	DEMANDA MEDIA	17137,63	**W**
FACTOR DE DEMANDA	1,00	PÉRDIDAS PROMEDIO	124	**W**
FACTOR DE PÉRDIDAS	0,28	PÉRDIDAS MÁXIMAS	438	**W**

DESCRIPCIÓN PARÁMETRO ANALIZADO	MAX	MIN	CUMPLE REGULACIÓN CONELEC 004/01	OBSERVACIONES
DEMANDA [KW]	37,37	6,79		
FACTOR DE POTENCIA FASE 1	0,984	0,684	NO	EI 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
FACTOR DE POTENCIA FASE 2	0,978	0,686	NO	EI 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
VOLTAJE FASE 1 [V]	127,45	121,78	SI	
VOLTAJE FASE 2 [V]	127,42	121,55	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 1	1,50	0,00	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 2	1,50	0,00	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 1 (%):	5,89	2,69	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 2 (%):	5,78	2,60	SI	
CORRIENTE FASE 1 [A]	203,40	28,70		
CORRIENTE FASE 2 [A]	184,30	29,10		

Curva de Carga Intervalo de 15 minutos

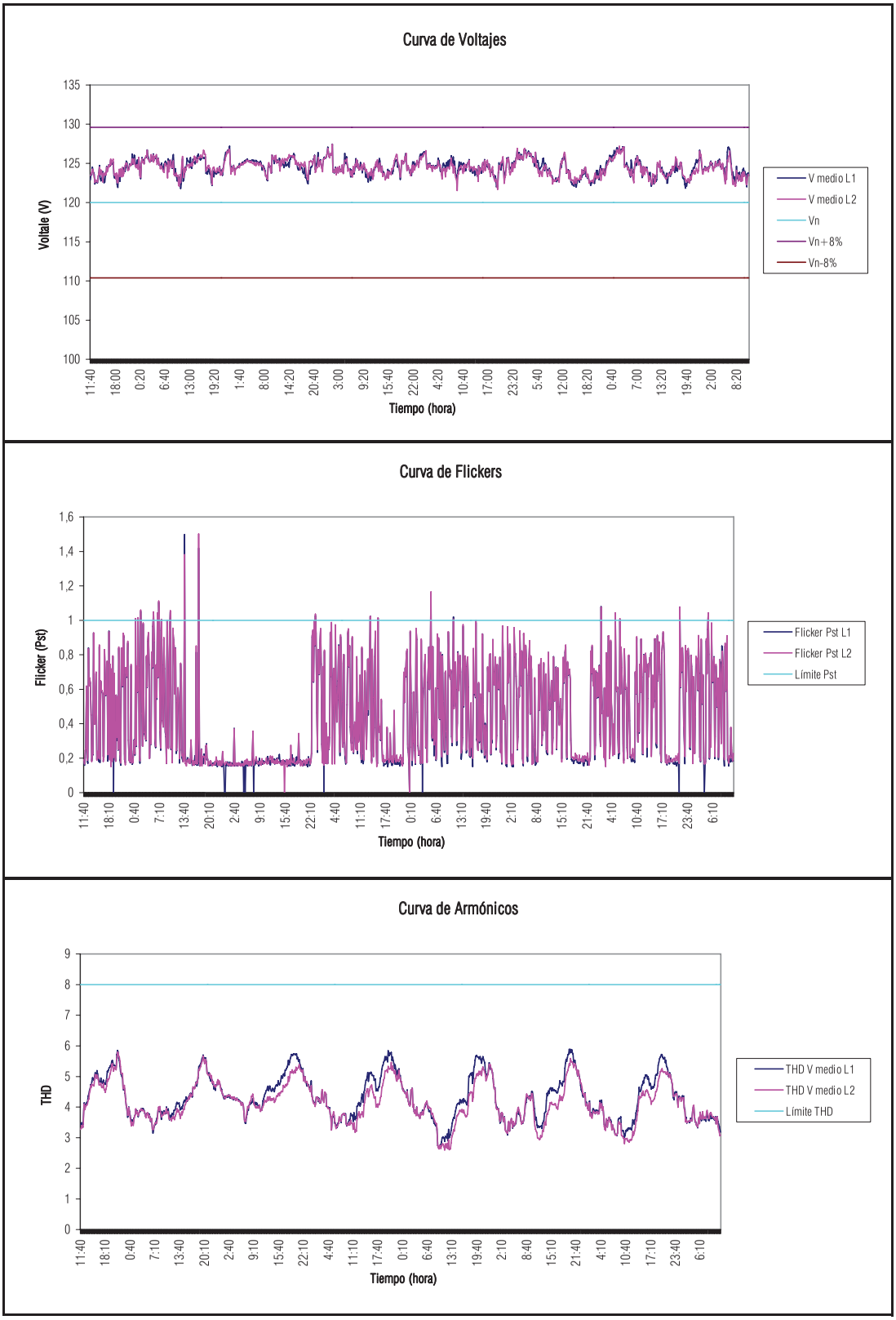


CONCLUSIONES:

CON LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN EL TRANSFORMADOR SE DETERMINO QUE:

* EL NIVEL DE VOLTAJE, FLICKERS Y DISTORSIÓN ARMÓNICA ESTÁN DENTRO DE LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC

* LOS NIVELES DE FACTOR DE POTENCIA NO CUMPLE CON LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC


Curva de Voltajes
Voltaje (V)
135
130
125
120
115
110
105
100
11:40
18:00
0:20
6:40
13:00
19:20
1:40
8:00
14:20
20:40
3:00
9:20
15:40
22:00
4:20
10:40
17:00
23:20
5:40
12:00
18:20
0:40
7:00
13:20
19:40
2:00
8:20
Tiempo (hora)
V medio L1
V medio L2
Vn
Vn+8%
Vn-8%
Curva de Flickers
Flicker (Pst)
1,6
1,4
1,2
1
0,8
0,6
0,4
0,2
0
11:40
18:10
0:40
7:10
13:40
20:10
2:40
9:10
15:40
22:10
4:40
11:10
17:40
0:10
6:40
13:10
19:40
2:10
8:40
15:10
21:40
4:10
10:40
17:10
23:40
6:10
Tiempo (hora)
Flicker Pst L1
Flicker Pst L2
Límite Pst
Curva de Armónicos
THD
9
8
7
6
5
4
3
2
1
0
11:40
18:10
0:40
7:10
13:40
20:10
2:40
9:10
15:40
22:10
4:40
11:10
17:40
0:10
6:40
13:10
19:40
2:10
8:40
15:10
21:40
4:10
10:40
17:10
23:40
6:10
Tiempo (hora)
THD V medio L1
THD V medio L2
Límite THD

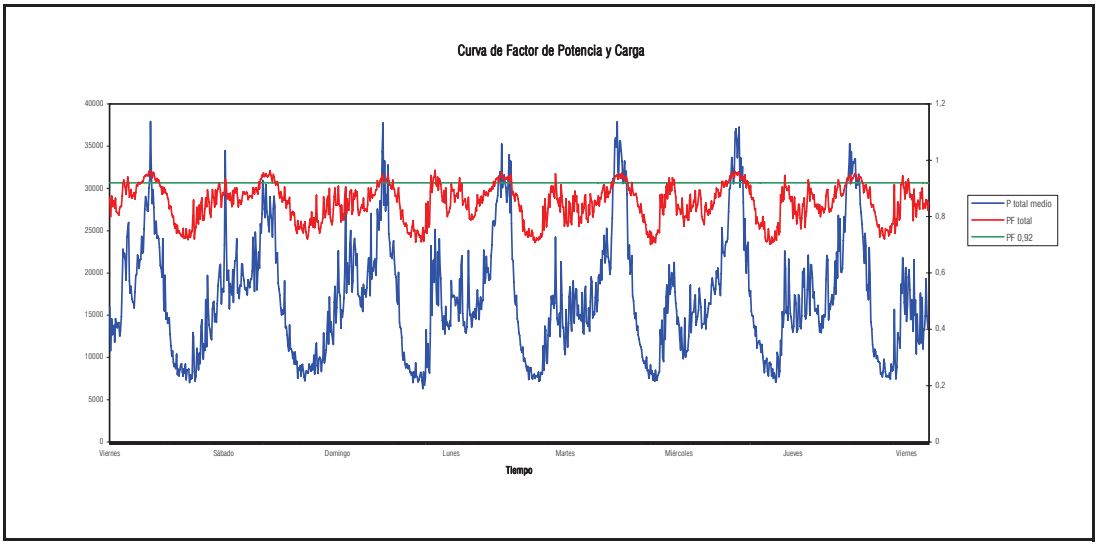


Tabla 4.22 Factor de Potencia vs. Carga transformador #36372 - Zona 4

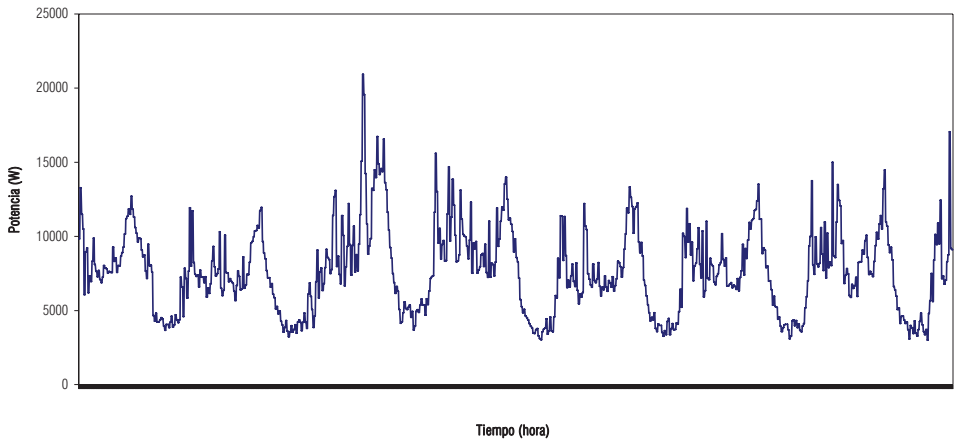
RESUMEN DE CALIDAD DEL PRODUCTO

Transformador Nº.	101422			
Montaje	MVT3	**Equipo Instalado**	1744 Power Quality Logger	
Fases	MONOFÁSICO	**Número de Serie**	20952CA/W3	
Potencia (kVA)	25	**Fecha de Instalación**	13/02/2009	
Propiedad	EMPRESA	**Fecha de Retiro**	20/02/2009	
Voltaje en media tensión (kV)	22,8 GRDY/13,2	**Días de Lectura**	7	
Voltaje en baja tensión (V)	120/240	**Intervalo de registro**	5	min
Subestación	59	**Número de registros**	2016	
Primario	C			
Sitio de la Instalación:	Bornes de B.T Transformador 101422 de 25 kVA			

FACTOR DE CARGA	0,37	DEMANDA MEDIA	7679,17	**W**
FACTOR DE DEMANDA	0,84	PÉRDIDAS PROMEDIO	40	**W**
FACTOR DE PÉRDIDAS	0,18	PÉRDIDAS MÁXIMAS	217	**W**

DESCRIPCIÓN PARÁMETRO ANALIZADO	MAX	MIN	CUMPLE REGULACIÓN CONELEC 004/01	OBSERVACIONES
DEMANDA [KW]	20,93	3,01		
FACTOR DE POTENCIA FASE 1	0,983	0,664	NO	El 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
FACTOR DE POTENCIA FASE 2	0,991	0,612	NO	El 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
VOLTAJE FASE 1 [V]	127,80	122,22	SI	
VOLTAJE FASE 2 [V]	128,07	121,78	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 1	1,54	0,00	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 2	1,50	0,00	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 1 (%):	5,67	2,63	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 2 (%):	5,78	2,74	SI	
CORRIENTE FASE 1 [A]	115,13	13,17		
CORRIENTE FASE 2 [A]	94,77	9,71		

Curva de Carga Intervalo de 15 minutos

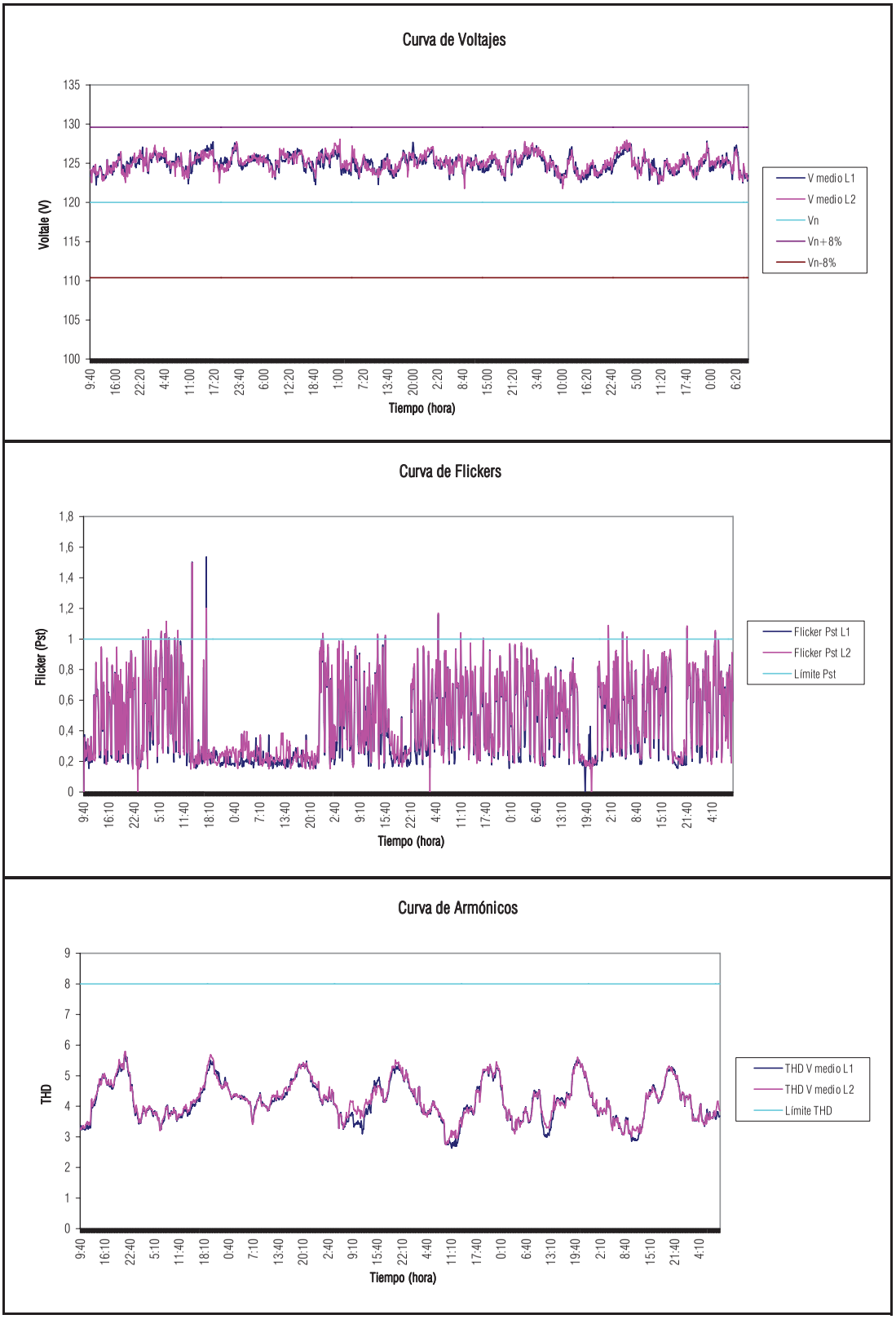


CONCLUSIONES:

CON LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN EL TRANSFORMADOR SE DETERMINO QUE:

* EL NIVEL DE VOLTAJE, FLICKERS Y DISTORSIÓN ARMÓNICA ESTÁN DENTRO DE LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC

* LOS NIVELES DE FACTOR DE POTENCIA NO CUMPLE CON LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC


Curva de Voltajes
Voltaje (V)
135
130
125
120
115
110
105
100
9:40
16:00
22:20
4:40
11:00
17:20
23:40
6:00
12:20
18:40
1:00
7:20
13:40
20:00
2:20
8:40
15:00
21:20
3:40
10:00
16:20
22:40
5:00
11:20
17:40
0:00
6:20
Tiempo (hora)
V medio L1
V medio L2
Vn
Vn+8%
Vn-8%
Curva de Flickers
Flicker (Pst)
1,8
1,6
1,4
1,2
1
0,8
0,6
0,4
0,2
0
9:40
16:10
22:40
5:10
11:40
18:10
0:40
7:10
13:40
20:10
2:40
9:10
15:40
22:10
4:40
11:10
17:40
0:10
6:40
13:10
19:40
2:10
8:40
15:10
21:40
4:10
Tiempo (hora)
Flicker Pst L1
Flicker Pst L2
Límite Pst
Curva de Armónicos
THD
9
8
7
6
5
4
3
2
1
0
9:40
16:10
22:40
5:10
11:40
18:10
0:40
7:10
13:40
20:10
2:40
9:10
15:40
22:10
4:40
11:10
17:40
0:10
6:40
13:10
19:40
2:10
8:40
15:10
21:40
4:10
Tiempo (hora)
THD V medio L1
THD V medio L2
Límite THD

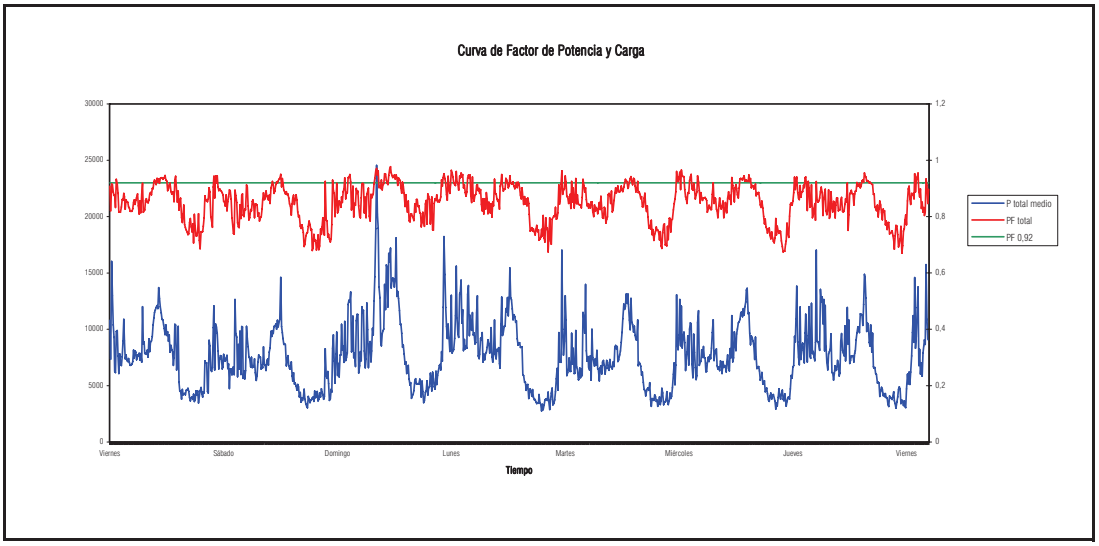


Tabla 4.23 Factor de Potencia vs. Carga transformador #101422 - Zona 4

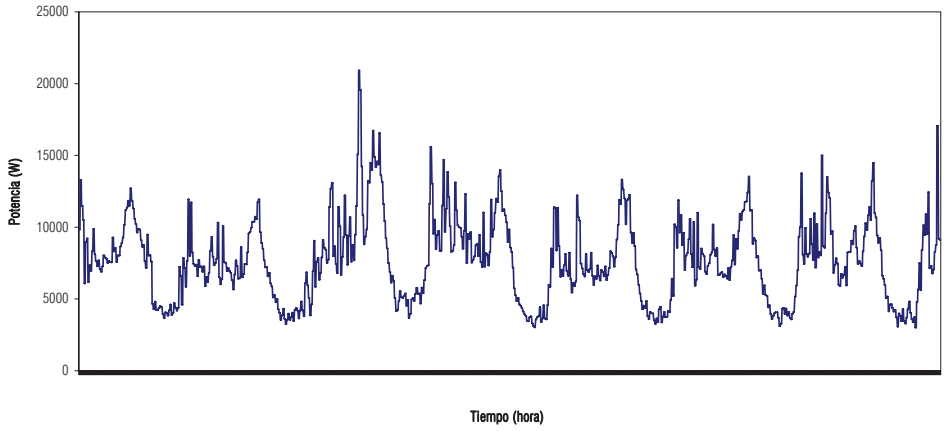
RESUMEN DE CALIDAD DEL PRODUCTO

Transformador Nº.	101423			
Montaje	MVT3	**Equipo Instalado**	1744 Power Quality Logger	
Fases	MONOFÁSICO	**Número de Serie**	20952CA/W3	
Potencia (kVA)	25	**Fecha de Instalación**	13/02/2009	
Propiedad	EMPRESA	**Fecha de Retiro**	20/02/2009	
Voltaje en media tensión (kV)	22,8 GRDY/13,2	**Días de Lectura**	7	
Voltaje en baja tensión (V)	120/240	**Intervalo de registro**	5	min
Subestación	59	**Número de registros**	2016	
Primario	C			
Sitio de la Instalación:	Bornes de B.T Transformador 101423 de 25 kVA			

FACTOR DE CARGA	0,37	DEMANDA MEDIA	7679,17	**W**
FACTOR DE DEMANDA	0,84	PÉRDIDAS PROMEDIO	40	**W**
FACTOR DE PÉRDIDAS	0,18	PÉRDIDAS MÁXIMAS	217	**W**

DESCRIPCIÓN PARÁMETRO ANALIZADO	MAX	MIN	CUMPLE REGULACIÓN CONELEC 004/01	OBSERVACIONES
DEMANDA [KW]	20,93	3,01		
FACTOR DE POTENCIA FASE 1	0,983	0,664	NO	El 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
FACTOR DE POTENCIA FASE 2	0,991	0,612	NO	El 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
VOLTAJE FASE 1 [V]	127,28	121,74	SI	
VOLTAJE FASE 2 [V]	127,81	121,66	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 1	1,54	0,00	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 2	1,50	0,00	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 1 (%):	5,67	2,63	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 2 (%):	5,78	2,74	SI	
CORRIENTE FASE 1 [A]	114,90	13,10		
CORRIENTE FASE 2 [A]	94,30	9,70		

Curva de Carga Intervalo de 15 minutos

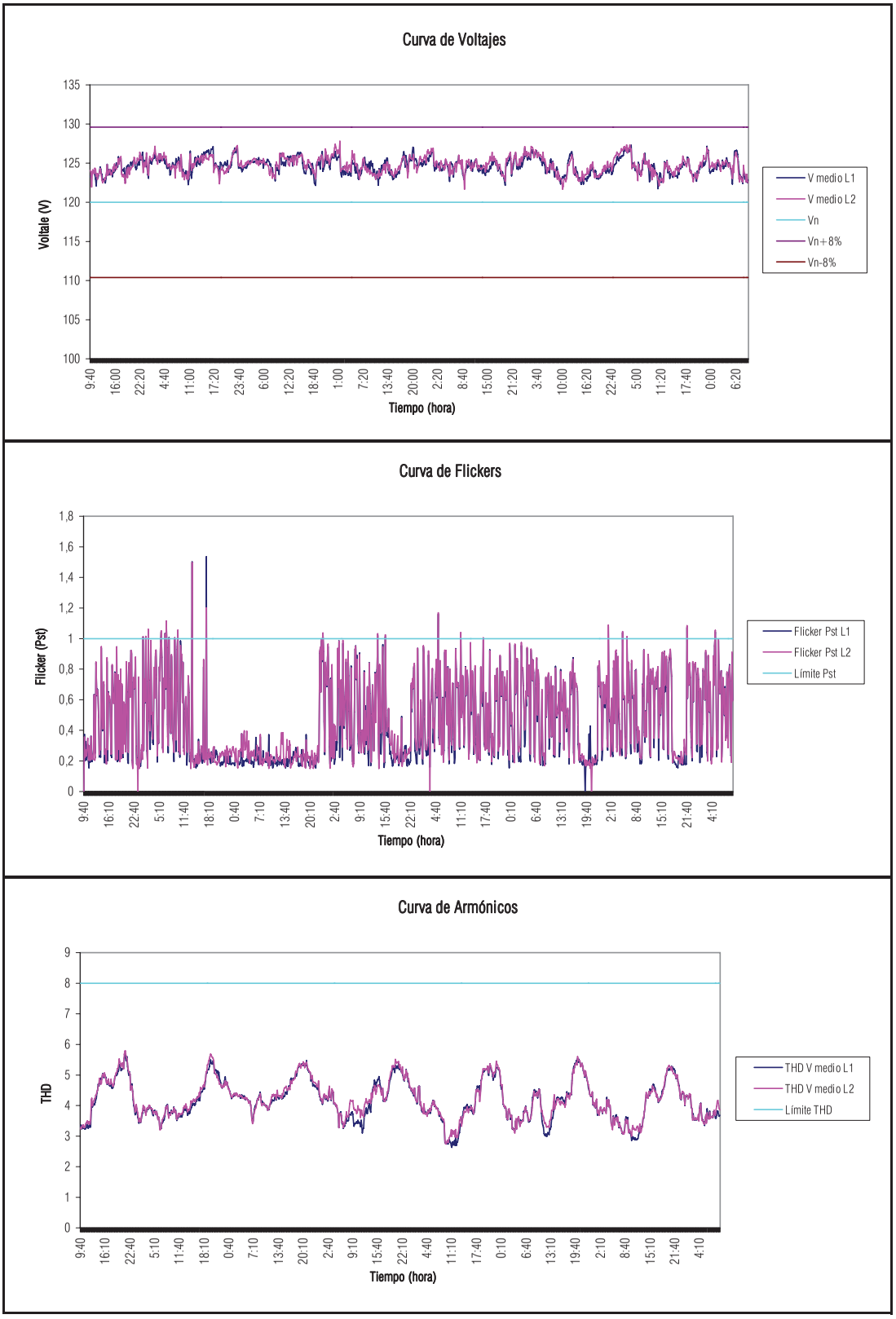


CONCLUSIONES:

CON LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN EL TRANSFORMADOR SE DETERMINO QUE:

* EL NIVEL DE VOLTAJE, FLICKERS Y DISTORSIÓN ARMÓNICA ESTÁN DENTRO DE LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC

* LOS NIVELES DE FACTOR DE POTENCIA NO CUMPLE CON LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC


Curva de Voltajes
Voltaje (V)
135
130
125
120
115
110
105
100
9:40
16:00
22:20
4:40
11:00
17:20
23:40
6:00
12:20
18:40
1:00
7:20
13:40
20:00
2:20
8:40
15:00
21:20
3:40
10:00
16:20
22:40
5:00
11:20
17:40
0:00
6:20
Tiempo (hora)
V medio L1
V medio L2
Vn
Vn+8%
Vn-8%
Curva de Flickers
Flicker (Pst)
1,8
1,6
1,4
1,2
1
0,8
0,6
0,4
0,2
0
9:40
16:10
22:40
5:10
11:40
18:10
0:40
7:10
13:40
20:10
2:40
9:10
15:40
22:10
4:40
11:10
17:40
0:10
6:40
13:10
19:40
2:10
8:40
15:10
21:40
4:10
Tiempo (hora)
Flicker Pst L1
Flicker Pst L2
Límite Pst
Curva de Armónicos
THD
9
8
7
6
5
4
3
2
1
0
9:40
16:10
22:40
5:10
11:40
18:10
0:40
7:10
13:40
20:10
2:40
9:10
15:40
22:10
4:40
11:10
17:40
0:10
6:40
13:10
19:40
2:10
8:40
15:10
21:40
4:10
Tiempo (hora)
THD V medio L1
THD V medio L2
Límite THD

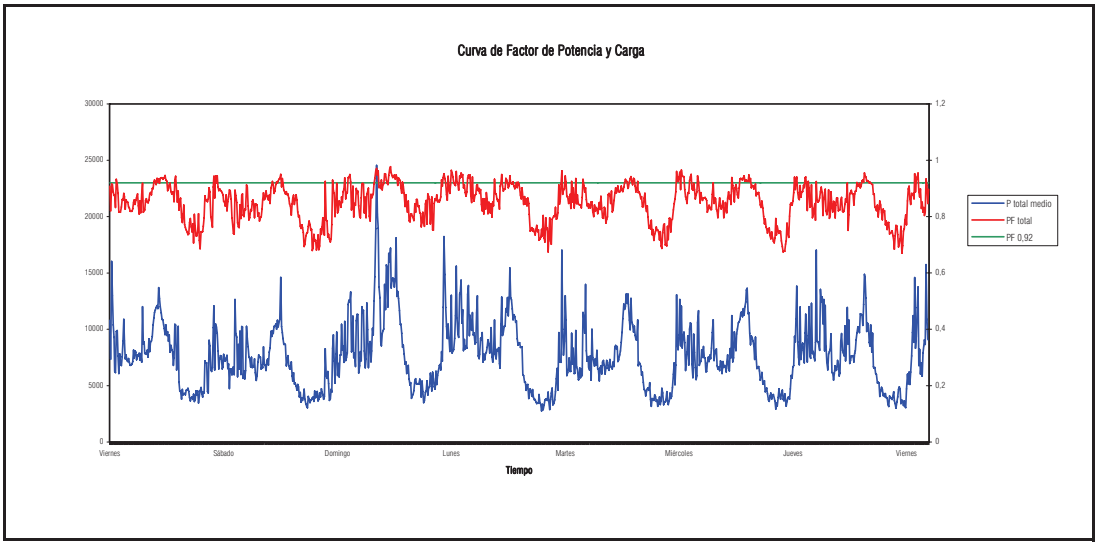
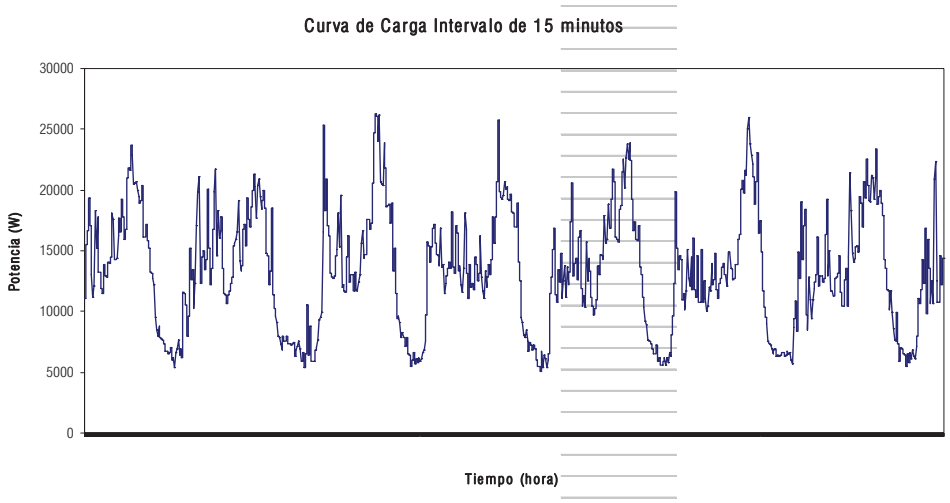


Tabla 4.24 Factor de Potencia vs. Carga transformador #101423 - Zona 4

RESUMEN DE CALIDAD DEL PRODUCTO

Transformador Nº.	101425			
Montaje	MVT3	**Equipo Instalado**	1744 Power Quality Logger	
Fases	MONOFÁSICO	**Número de Serie**	20899AC/W1	
Potencia (kVA)	37,5	**Fecha de Instalación**	13/02/2009	
Propiedad	EMPRESA	**Fecha de Retiro**	20/02/2009	
Voltaje en media tensión (kV)	22,8 GRDY/13,2	**Días de Lectura**	7	
Voltaje en baja tensión (V)	120/240	**Intervalo de registro**	5	min
Subestación	59	**Número de registros**	2016	
Primario	C			
Sitio de la Instalación:	Bornes de B.T Transformador 101425 de 37,5 kVA			
FACTOR DE CARGA	0,51	DEMANDA MEDIA	13279,51	**W**
FACTOR DE DEMANDA	0,70	PÉRDIDAS PROMEDIO	73	**W**
FACTOR DE PÉRDIDAS	0,33	PÉRDIDAS MÁXIMAS	222	**W**

DESCRIPCIÓN PARÁMETRO ANALIZADO	MAX	MIN	CUMPLE REGULACIÓN CONELEC 004/01	OBSERVACIONES
DEMANDA [KW]	26,25	5,08		
FACTOR DE POTENCIA FASE 1	0,977	0,627	NO	El 0%DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
FACTOR DE POTENCIA FASE 2	0,982	0,663	NO	El 0%DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
VOLTAJE FASE 1 [V]	127,50	122,21	SI	
VOLTAJE FASE 2 [V]	127,43	121,99	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 1	1,50	0,00	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 2	1,44	0,00	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 1 (%):	5,82	2,68	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 2 (%):	5,74	2,67	SI	
CORRIENTE FASE 1 [A]	155,20	25,30		
CORRIENTE FASE 2 [A]	150,30	18,00		

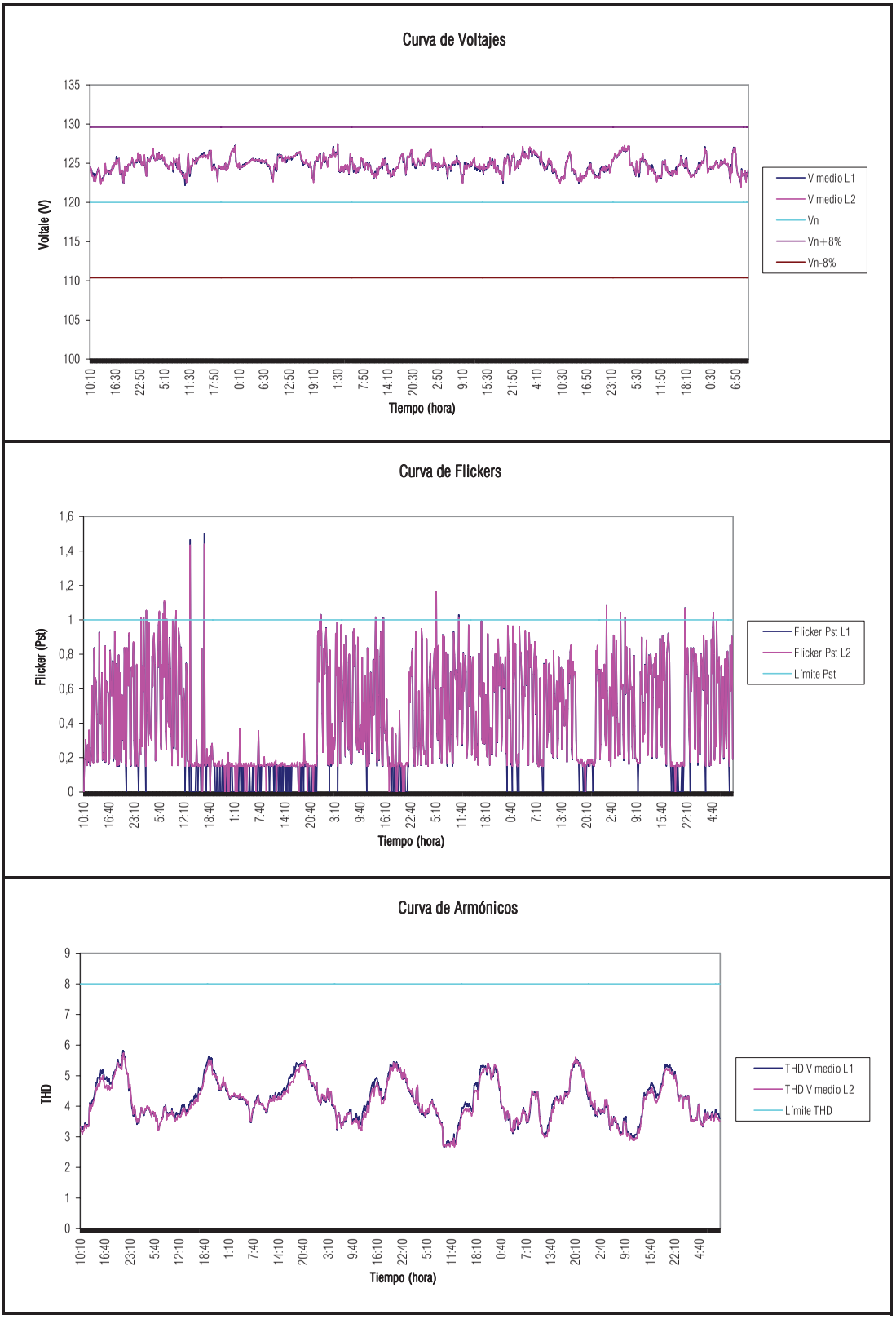


CONCLUSIONES:

CON LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN EL TRANSFORMADOR SE DETERMINO QUE:

* EL NIVEL DE VOLTAJE, FLICKERS Y DISTORSIÓN ARMÓNICA ESTÁN DENTRO DE LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC

* LOS NIVELES DE FACTOR DE POTENCIA NO CUMPLE CON LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC


Curva de Voltajes
Voltaje (V)
135
130
125
120
115
110
105
100
10:10
16:30
22:50
5:10
11:30
17:50
0:10
6:30
12:50
19:10
1:30
7:50
14:10
20:30
2:50
9:10
15:30
21:50
4:10
10:30
16:50
23:10
5:30
11:50
18:10
0:30
6:50
Tiempo (hora)
V medio L1
V medio L2
Vn
Vn+8%
Vn-8%
Curva de Flickers
Flicker (Pst)
1,6
1,4
1,2
1
0,8
0,6
0,4
0,2
0
10:10
16:40
23:10
5:40
12:10
18:40
1:10
7:40
14:10
20:40
3:10
9:40
16:10
22:40
5:10
11:40
18:10
0:40
7:10
13:40
20:10
2:40
9:10
15:40
22:10
4:40
Tiempo (hora)
Flicker Pst L1
Flicker Pst L2
Límite Pst
Curva de Armónicos
THD
9
8
7
6
5
4
3
2
1
0
10:10
16:40
23:10
5:40
12:10
18:40
1:10
7:40
14:10
20:40
3:10
9:40
16:10
22:40
5:10
11:40
18:10
0:40
7:10
13:40
20:10
2:40
9:10
15:40
22:10
4:40
Tiempo (hora)
THD V medio L1
THD V medio L2
Límite THD

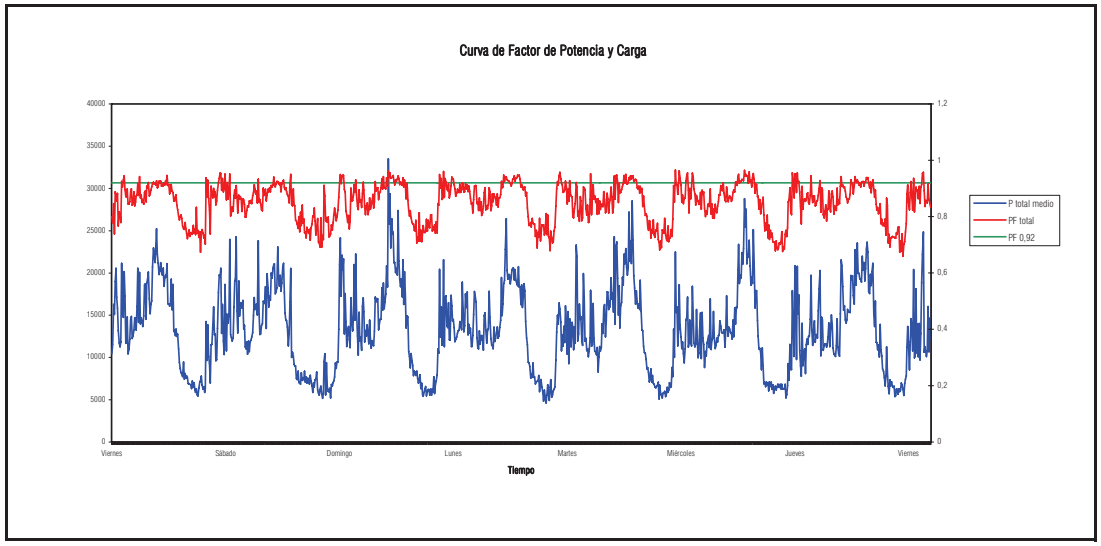


Tabla 4.25 Factor de Potencia vs. Carga transformador #101425 - Zona 4

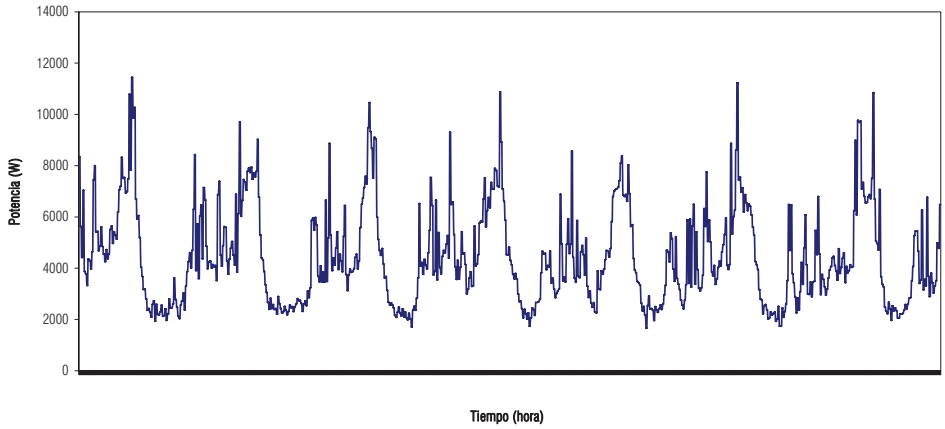
RESUMEN DE CALIDAD DEL PRODUCTO

Transformador Nº.	107166			
Montaje	MVT3	**Equipo Instalado**	1744 Power Quality Logger	
Fases	MONOFÁSICO	**Número de Serie**	20907CA/W1	
Potencia (kVA)	37,5	**Fecha de Instalación**	13/02/2009	
Propiedad	EMPRESA	**Fecha de Retiro**	20/02/2009	
Voltaje en media tensión (kV)	22,8 GRDY/13,2	**Días de Lectura**	7	
Voltaje en baja tensión (V)	120/240	**Intervalo de registro**	5	min
Subestación	59	**Número de registros**	2016	
Primario	C			
Sitio de la Instalación:	Bornes de B.T Transformador 107166 de 37,5 kVA			

FACTOR DE CARGA	0,39	DEMANDA MEDIA	4445,14	**W**
FACTOR DE DEMANDA	0,31	PÉRDIDAS PROMEDIO	8	**W**
FACTOR DE PÉRDIDAS	0,20	PÉRDIDAS MÁXIMAS	40	**W**

DESCRIPCIÓN PARÁMETRO ANALIZADO	MAX	MIN	CUMPLE REGULACIÓN CONELEC 004/01	OBSERVACIONES
DEMANDA [KW]	11,45	1,66		
FACTOR DE POTENCIA FASE 1	0,998	0,687	NO	EI 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
FACTOR DE POTENCIA FASE 2	1,000	0,684	NO	EI 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
VOLTAJE FASE 1 [V]	128,21	122,98	SI	
VOLTAJE FASE 2 [V]	128,05	122,95	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 1	1,33	0,00	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 2	1,33	0,00	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 1 (%):	5,64	2,60	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 2 (%):	5,63	2,58	SI	
CORRIENTE FASE 1 [A]	69,90	6,80		
CORRIENTE FASE 2 [A]	70,80	0,00		

Curva de Carga Intervalo de 15 minutos

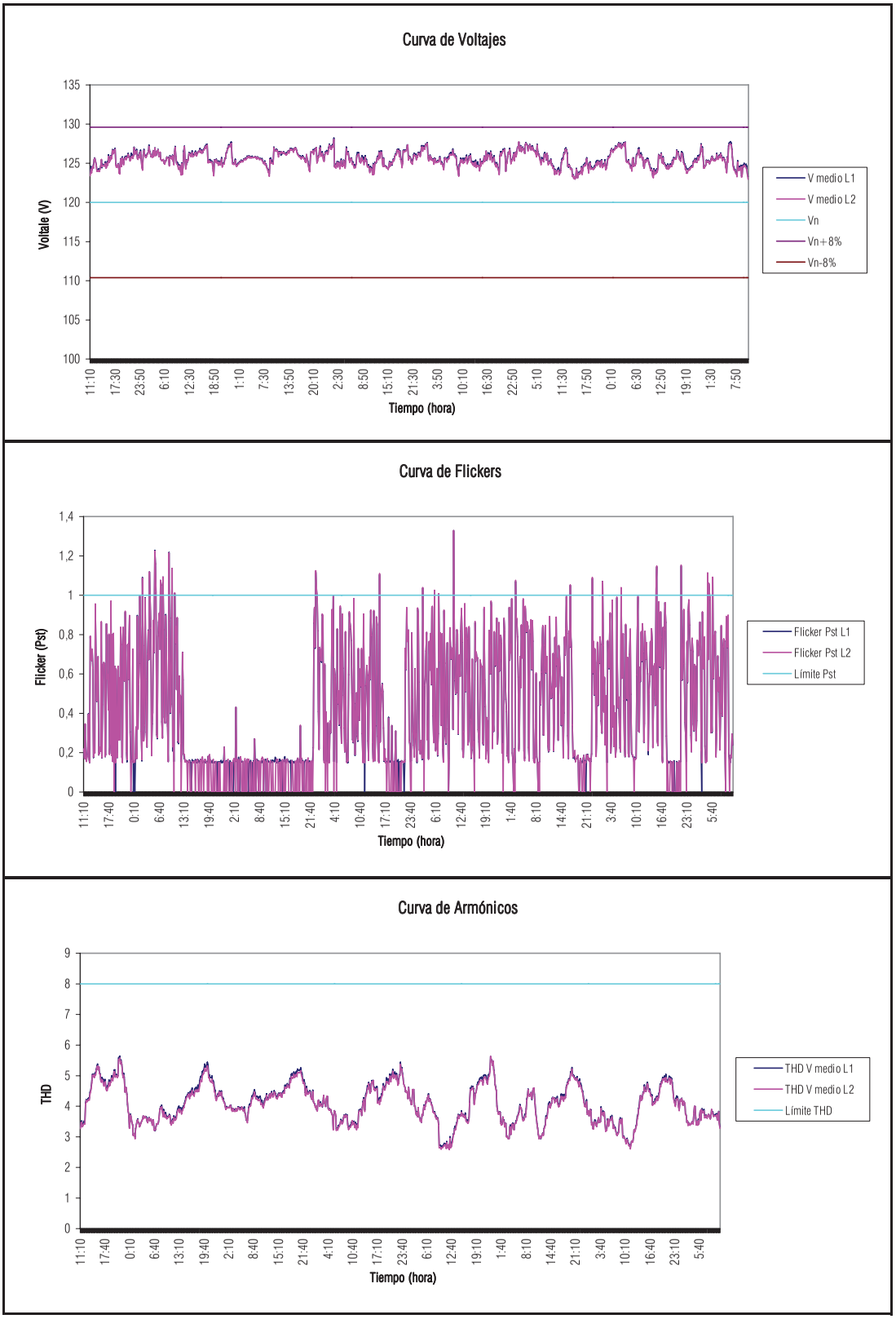


CONCLUSIONES:

CON LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN EL TRANSFORMADOR SE DETERMINO QUE:

* EL NIVEL DE VOLTAJE, FLICKERS Y DISTORSIÓN ARMÓNICA ESTÁN DENTRO DE LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC

* LOS NIVELES DE FACTOR DE POTENCIA NO CUMPLE CON LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC


Curva de Voltajes
Voltaje (V)
135
130
125
120
115
110
105
100
11:10
17:30
23:50
6:10
12:30
18:50
1:10
7:30
13:50
20:10
2:30
8:50
15:10
21:30
3:50
10:10
16:30
22:50
5:10
11:30
17:50
0:10
6:30
12:50
19:10
1:30
7:50
Tiempo (hora)
V medio L1
V medio L2
Vn
Vn+8%
Vn-8%
Curva de Flickers
Flicker (Pst)
1,4
1,2
1
0,8
0,6
0,4
0,2
0
11:10
17:40
0:10
6:40
13:10
19:40
2:10
8:40
15:10
21:40
4:10
10:40
17:10
23:40
6:10
12:40
19:10
1:40
8:10
14:40
21:10
3:40
10:10
16:40
23:10
5:40
Tiempo (hora)
Flicker Pst L1
Flicker Pst L2
Límite Pst
Curva de Armónicos
THD
9
8
7
6
5
4
3
2
1
0
11:10
17:40
0:10
6:40
13:10
19:40
2:10
8:40
15:10
21:40
4:10
10:40
17:10
23:40
6:10
12:40
19:10
1:40
8:10
14:40
21:10
3:40
10:10
16:40
23:10
5:40
Tiempo (hora)
THD V medio L1
THD V medio L2
Límite THD

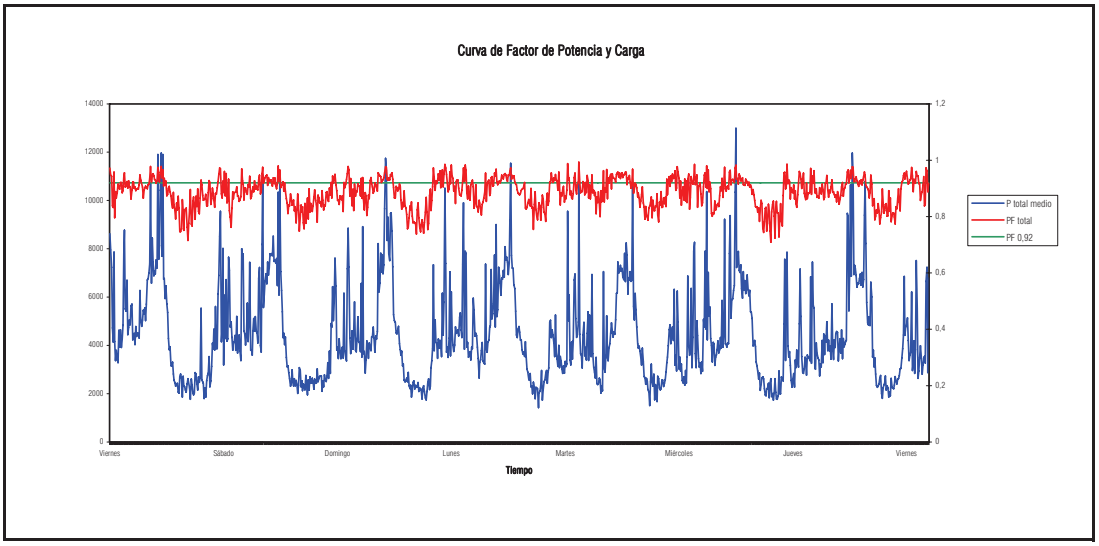


Tabla 4.26 Factor de Potencia vs. Carga transformador #107166 - Zona 4

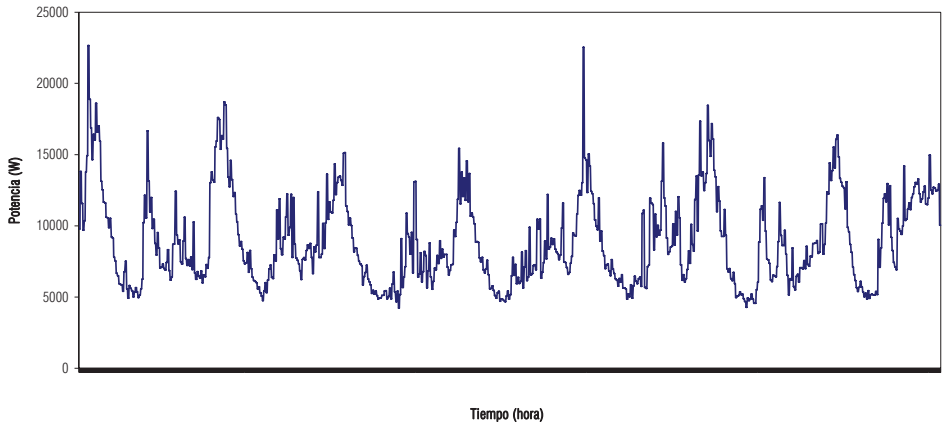
RESUMEN DE CALIDAD DEL PRODUCTO

Transformador Nº.	107168			
Montaje	MVT3	**Equipo Instalado**	1744 Power Quality Logger	
Fases	MONOFÁSICO	**Número de Serie**	20947CA/W3	
Potencia (kVA)	50	**Fecha de Instalación**	19/02/2009	
Propiedad	EMPRESA	**Fecha de Retiro**	26/02/2009	
Voltaje en media tensión (kV)	22,8 GRDY/13,2	**Días de Lectura**	7	
Voltaje en baja tensión (V)	120/240	**Intervalo de registro**	5	min
Subestación	59	**Número de registros**	2016	
Primario	C			
Sitio de la Instalación:	Bornes de B.T Transformador 107168 de 50 kVA			

FACTOR DE CARGA	0,39	DEMANDA MEDIA	8943,72	**W**
FACTOR DE DEMANDA	0,45	PÉRDIDAS PROMEDIO	24	**W**
FACTOR DE PÉRDIDAS	0,21	PÉRDIDAS MÁXIMAS	112	**W**

DESCRIPCIÓN PARÁMETRO ANALIZADO	MAX	MIN	CUMPLE REGULACIÓN CONELEC 004/01	OBSERVACIONES
DEMANDA [KW]	22,65	4,22		
FACTOR DE POTENCIA FASE 1	0,992	0,662	NO	EI 75% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
FACTOR DE POTENCIA FASE 2	0,984	0,644	NO	EI 88% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
VOLTAJE FASE 1 [V]	120,29	115,48	SI	
VOLTAJE FASE 2 [V]	135,08	129,68	NO	EI 100% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 1	1,53	0,00	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 2	1,59	0,00	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 1 (%):	7,09	4,45	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 2 (%):	5,36	2,51	SI	
CORRIENTE FASE 1 [A]	135,10	16,20		
CORRIENTE FASE 2 [A]	92,80	17,40		

Curva de Carga Intervalo de 15 minutos

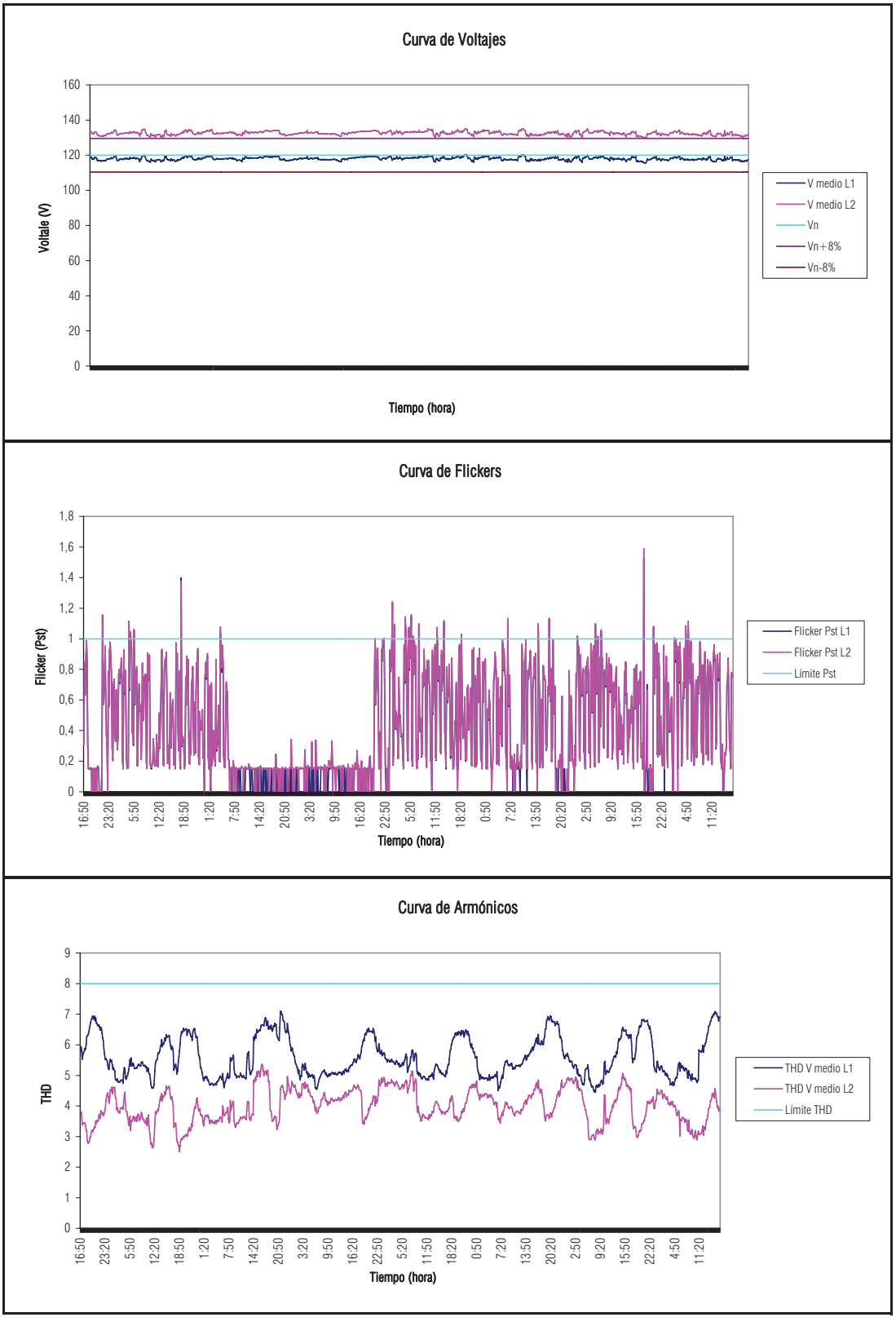


CONCLUSIONES:

CON LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN EL TRANSFORMADOR SE DETERMINO QUE:

* EL NIVEL DE VOLTAJE, FLICKERS Y DISTORSIÓN ARMÓNICA ESTÁN DENTRO DE LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC

* LOS NIVELES DE FACTOR DE POTENCIA NO CUMPLE CON LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC


Curva de Voltajes
Voltaje (V)
160
140
120
100
80
60
40
20
0
Tiempo (hora)
V medio L1
V medio L2
Vn
Vn+8%
Vn-8%
Curva de Flickers
Flicker (Pst)
1,8
1,6
1,4
1,2
1
0,8
0,6
0,4
0,2
0
16:50
23:20
5:50
12:20
18:50
1:20
7:50
14:20
20:50
3:20
9:50
16:20
22:50
5:20
11:50
18:20
0:50
7:20
13:50
20:20
2:50
9:20
15:50
22:20
4:50
11:20
Tiempo (hora)
Flicker Pst L1
Flicker Pst L2
Límite Pst
Curva de Armónicos
THD
9
8
7
6
5
4
3
2
1
0
16:50
23:20
5:50
12:20
18:50
1:20
7:50
14:20
20:50
3:20
9:50
16:20
22:50
5:20
11:50
18:20
0:50
7:20
13:50
20:20
2:50
9:20
15:50
22:20
4:50
11:20
Tiempo (hora)
THD V medio L1
THD V medio L2
Límite THD

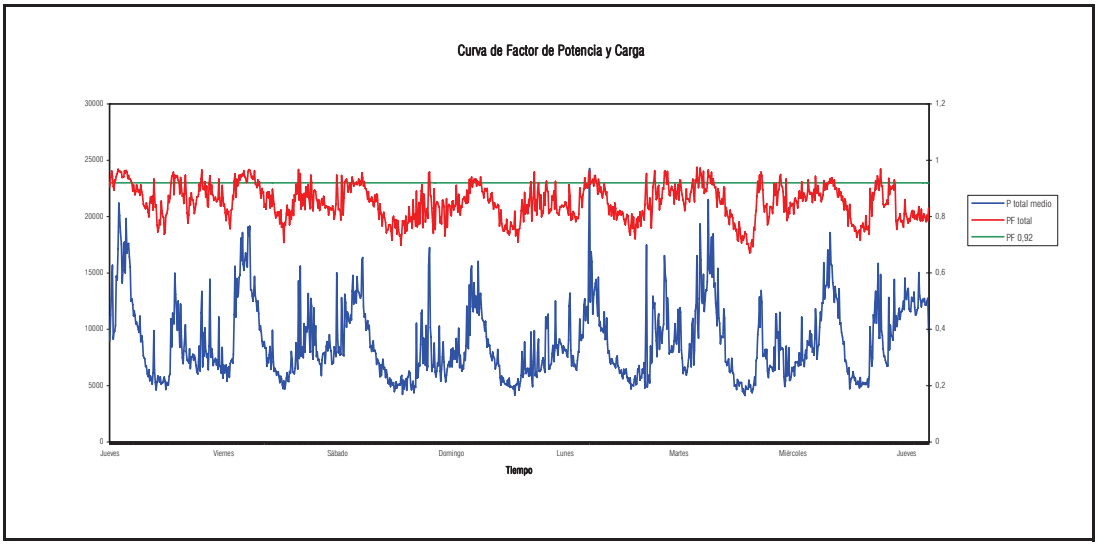


Tabla 4.27 Factor de Potencia vs. Carga transformador #107168 - Zona 4

Resumen de Calidad de Producto y Cargabilidad							
Número de Transformador	**Calidad de Voltaje**	**Parpadeo**	**Armónicos**	**Factor de Potencia**	**Factor de Carga**	**Factor de Demanda**	**Factor de Pérdidas**
24942	Cumple	No Cumple	Cumple	No Cumple	0,44	0,99	0,26
6238	Cumple	Cumple	Cumple	No Cumple	0,41	0,89	0,21
101425	Cumple	Cumple	Cumple	No Cumple	0,51	0,7	0,33
101423	Cumple	Cumple	Cumple	No Cumple	0,37	0,84	0,18
101422	Cumple	Cumple	Cumple	No Cumple	0,37	0,84	0,18
36372	Cumple	Cumple	Cumple	No Cumple	0,46	1	0,28
107166	Cumple	Cumple	Cumple	No Cumple	0,39	0,31	0,2
107168	No Cumple	Cumple	Cumple	No Cumple	0,39	0,45	0,21

Tabla 4D Resumen de Calidad de Producto y Cargabilidad - Zona 4

4.1.1.5 Mediciones en la Zona 5

A. Sistema de Puesta a Tierra

Transformador	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA						
	Mediciones		Detalle de Instalación				Observaciones
# Empresa	Resistencia de varilla de PT [?]	Resistividad del suelo [? ·m]	Disposición Tipo	Profundidad [cm] (A)	Separación del Poste [cm] (B)	Separación entre varillas [cm] (C)	
34100	20.4	45.7	2(T1-1)	10	22	14	Sin conector, conductor entorchado
37697	23.5	51.2	2(T1-1)	10	20	15	Conectores sulfatados
37673	27.6		2(T1-1)	0	15	45	Conectores sulfatados
36869	34.3	56.2	2(T1-1)	23	17	30	Conectores sulfatados

Tabla 4.28 Medición de Sistemas de Puesta a Tierra - Zona 5

B. Pararrayos

Características del Transformador		Equipos de Protección			
		Tipo	Mediciones		
# Empresa	Potencia [kVA]	Clase 18 kV [kV]	Resistencia de Aislamiento [GΩ]	Voltaje de Operación [kV]	Voltaje de Conducción [kV]
34100	25	Polimérico	S/M	S/M	S/M
37697	25	Cerámico	15,19	16,3	11,3
37673	25	Cerámico	614	19,1	17,7
36869	25	Cerámico	260,2	17,7	14,8

S/M: Sin medición

Tabla 4.29 Medición de Pararrayos de transformadores - Zona 5

C. Registradores de Carga en Transformadores

Se presenta un resumen de los registros realizados para cada uno de los transformadores de la zona 5.

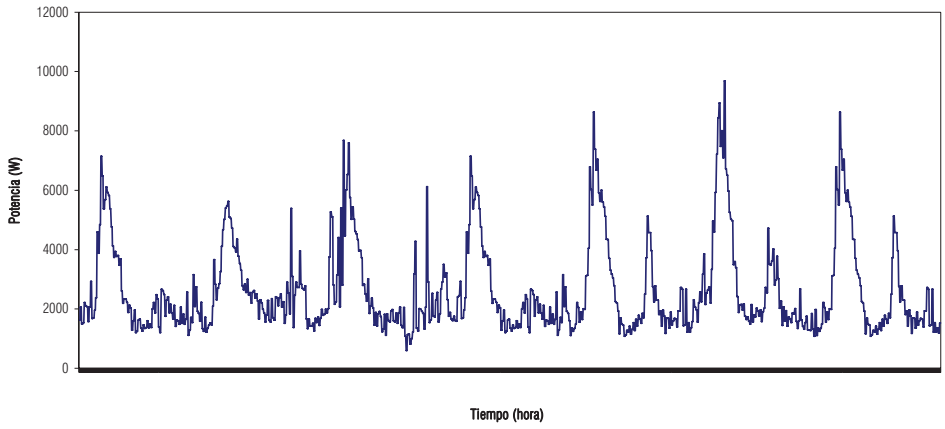
RESUMEN DE CALIDAD DEL PRODUCTO

Transformador Nº.	34100			
Montaje	MVT3	**Equipo Instalado**	1744 Power Quality Logger	
Fases	MONOFÁSICO	**Número de Serie**	20915CA/W1	
Potencia (kVA)	25	**Fecha de Instalación**	20/02/2009	
Propiedad	EMPRESA	**Fecha de Retiro**	27/02/2009	
Voltaje en media tensión (kV)	22,8 GRDY/13,2	**Días de Lectura**	7	
Voltaje en baja tensión (V)	120/240	**Intervalo de registro**	5	min
Subestación	59	**Número de registros**	2016	
Primario	C			
Sitio de la Instalación:	Bornes de B.T Transformador 34100 de 25 kVA			

FACTOR DE CARGA	0,27	DEMANDA MEDIA	2631,95	**W**
FACTOR DE DEMANDA	0,39	PÉRDIDAS PROMEDIO	6	**W**
FACTOR DE PÉRDIDAS	0,12	PÉRDIDAS MÁXIMAS	48	**W**

DESCRIPCIÓN PARÁMETRO ANALIZADO	MAX	MIN	CUMPLE REGULACIÓN CONELEC 004/01	OBSERVACIONES
DEMANDA [KW]	9,69	0,60		
FACTOR DE POTENCIA FASE 1	1,000	0,586	NO	EI 79% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
FACTOR DE POTENCIA FASE 2	1,000	0,473	NO	EI 57% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
VOLTAJE FASE 1 [V]	127,53	121,95	SI	
VOLTAJE FASE 2 [V]	127,92	122,14	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 1	1,68	0,00	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 2	1,68	0,00	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 1 (%):	5,70	2,34	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 2 (%):	5,71	2,37	SI	
CORRIENTE FASE 1 [A]	95,70	1,00		
CORRIENTE FASE 2 [A]	51,80	0,00		

Curva de Carga Intervalo de 15 minutos

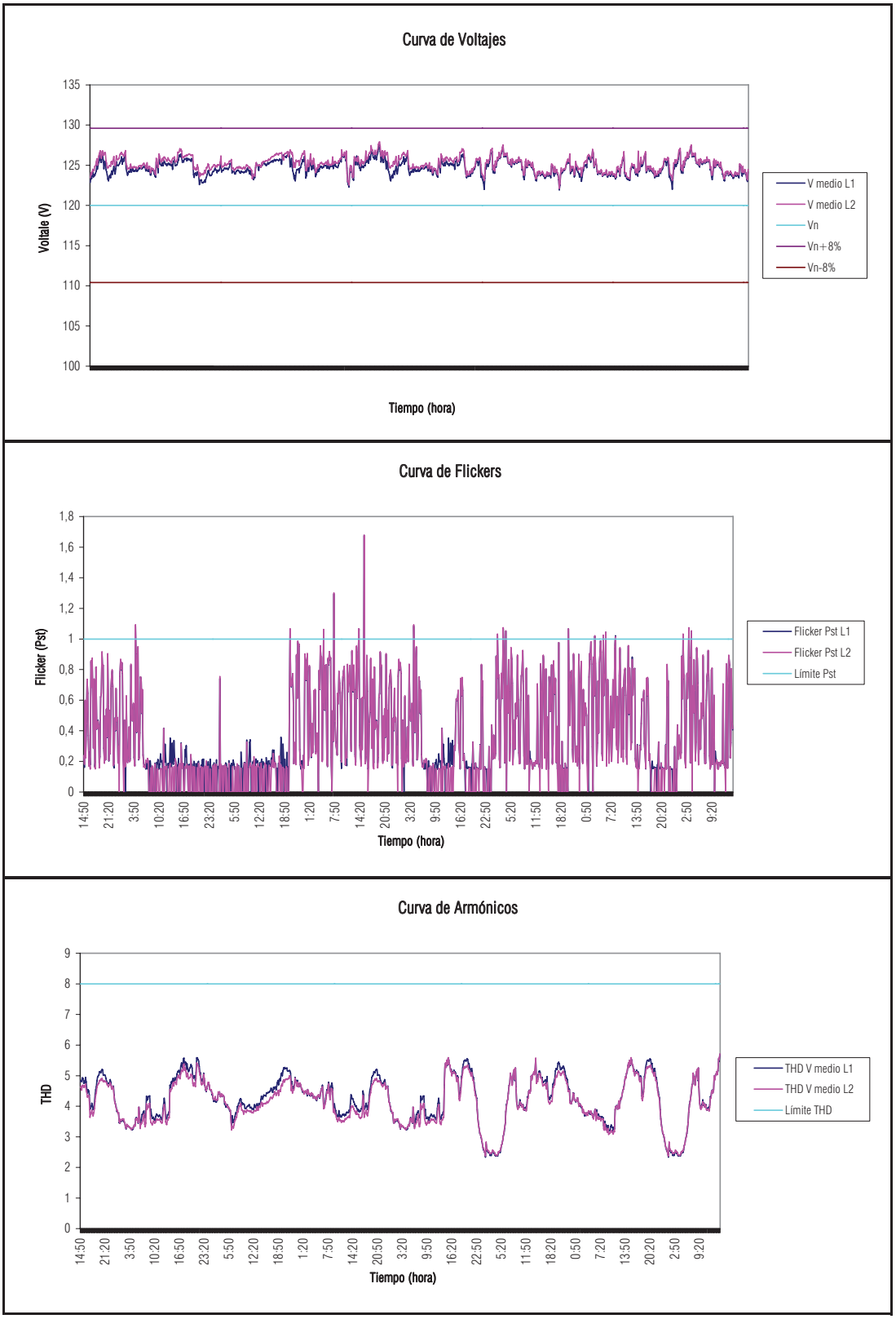


CONCLUSIONES:

CON LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN EL TRANSFORMADOR SE DETERMINO QUE:

* EL NIVEL DE VOLTAJE, FLICKERS Y DISTORSIÓN ARMÓNICA ESTÁN DENTRO DE LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC

* LOS NIVELES DE FACTOR DE POTENCIA NO CUMPLE CON LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC


Curva de Voltajes
135
130
125
120
115
110
105
100
Voltaje (V)
Tiempo (hora)
V medio L1
V medio L2
Vn
Vn+8%
Vn-8%
Curva de Flickers
1,8
1,6
1,4
1,2
1
0,8
0,6
0,4
0,2
0
Flicker (Pst)
14:50
21:20
3:50
10:20
16:50
23:20
5:50
12:20
18:50
1:20
7:50
14:20
20:50
3:20
9:50
16:20
22:50
5:20
11:50
18:20
0:50
7:20
13:50
20:20
2:50
9:20
Tiempo (hora)
Flicker Pst L1
Flicker Pst L2
Límite Pst
Curva de Armónicos
9
8
7
6
5
4
3
2
1
0
THD
14:50
21:20
3:50
10:20
16:50
23:20
5:50
12:20
18:50
1:20
7:50
14:20
20:50
3:20
9:50
16:20
22:50
5:20
11:50
18:20
0:50
7:20
13:50
20:20
2:50
9:20
Tiempo (hora)
THD V medio L1
THD V medio L2
Límite THD

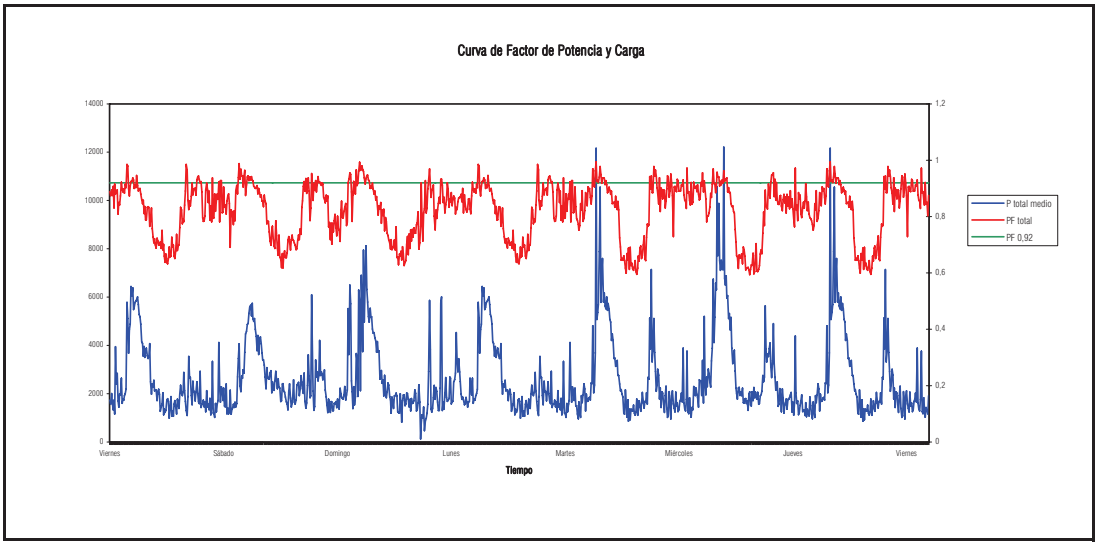


Tabla 4.30 Factor de Potencia vs. Carga transformador #34100 - zona 5

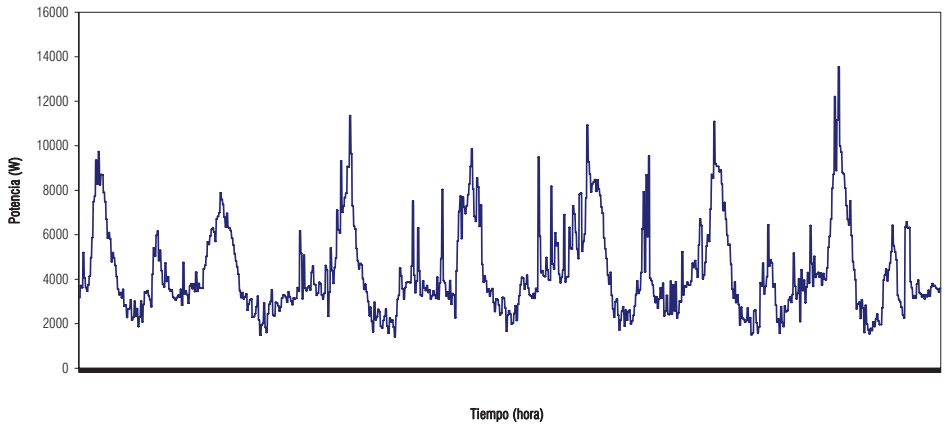
RESUMEN DE CALIDAD DEL PRODUCTO

Transformador Nº.	37697			
Montaje	MVT3	**Equipo Instalado**	1744 Power Quality Logger	
Fases	MONOFÁSICO	**Número de Serie**	20915CA/W1	
Potencia (kVA)	25	**Fecha de Instalación**	20/02/2009	
Propiedad	EMPRESA	**Fecha de Retiro**	27/02/2009	
Voltaje en media tensión (kV)	22,8 GRDY/13,2	**Días de Lectura**	7	
Voltaje en baja tensión (V)	120/240	**Intervalo de registro**	5	min
Subestación	59	**Número de registros**	2016	
Primario	C			
Sitio de la Instalación:	Bornes de B.T Transformador 37697 de 25 kVA			

FACTOR DE CARGA	0,32	DEMANDA MEDIA	4336,52	**W**
FACTOR DE DEMANDA	0,54	PÉRDIDAS PROMEDIO	13	**W**
FACTOR DE PÉRDIDAS	0,14	PÉRDIDAS MÁXIMAS	90	**W**

DESCRIPCIÓN PARÁMETRO ANALIZADO	MAX	MIN	CUMPLE REGULACIÓN CONELEC 004/01	OBSERVACIONES
DEMANDA [KW]	13,54	1,42		
FACTOR DE POTENCIA FASE 1	0,991	0,024	NO	EI 70% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
FACTOR DE POTENCIA FASE 2	0,989	0,000	NO	EI 87% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
VOLTAJE FASE 1 [V]	127,10	121,30	SI	
VOLTAJE FASE 2 [V]	127,40	121,90	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 1	1,33	0,16	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 2	1,34	0,17	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 1 (%):	5,90	2,30	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 2 (%):	5,90	2,30	SI	
CORRIENTE FASE 1 [A]	81,20	0,20		
CORRIENTE FASE 2 [A]	71,00	0,00		

Curva de Carga Intervalo de 15 minutos

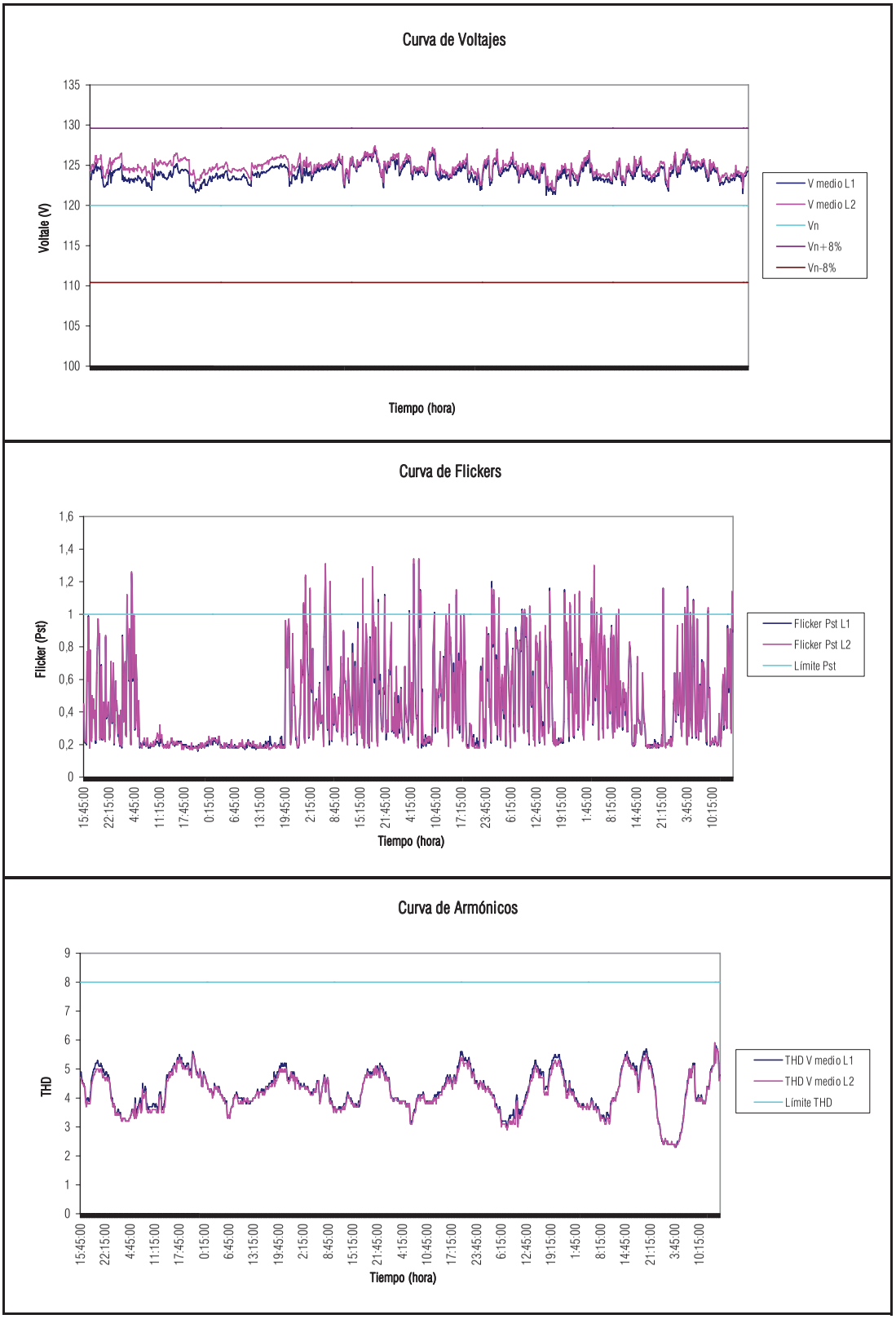


CONCLUSIONES:

CON LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN EL TRANSFORMADOR SE DETERMINO QUE:

* EL NIVEL DE VOLTAJE, FLICKERS Y DISTORSIÓN ARMÓNICA ESTÁN DENTRO DE LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC

* LOS NIVELES DE FACTOR DE POTENCIA NO CUMPLE CON LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC


Curva de Voltajes
Voltaje (V)
135
130
125
120
115
110
105
100
Tiempo (hora)
V medio L1
V medio L2
Vn
Vn+8%
Vn-8%
Curva de Flickers
Flicker (Pst)
1,6
1,4
1,2
1
0,8
0,6
0,4
0,2
0
15:45:00
22:15:00
4:45:00
11:15:00
17:45:00
0:15:00
6:45:00
13:15:00
19:45:00
2:15:00
8:45:00
15:15:00
21:45:00
4:15:00
10:45:00
17:15:00
23:45:00
6:15:00
12:45:00
19:15:00
1:45:00
8:15:00
14:45:00
21:15:00
3:45:00
10:15:00
Tiempo (hora)
Flicker Pst L1
Flicker Pst L2
Límite Pst
Curva de Armónicos
THD
9
8
7
6
5
4
3
2
1
0
15:45:00
22:15:00
4:45:00
11:15:00
17:45:00
0:15:00
6:45:00
13:15:00
19:45:00
2:15:00
8:45:00
15:15:00
21:45:00
4:15:00
10:45:00
17:15:00
23:45:00
6:15:00
12:45:00
19:15:00
1:45:00
8:15:00
14:45:00
21:15:00
3:45:00
10:15:00
Tiempo (hora)
THD V medio L1
THD V medio L2
Límite THD

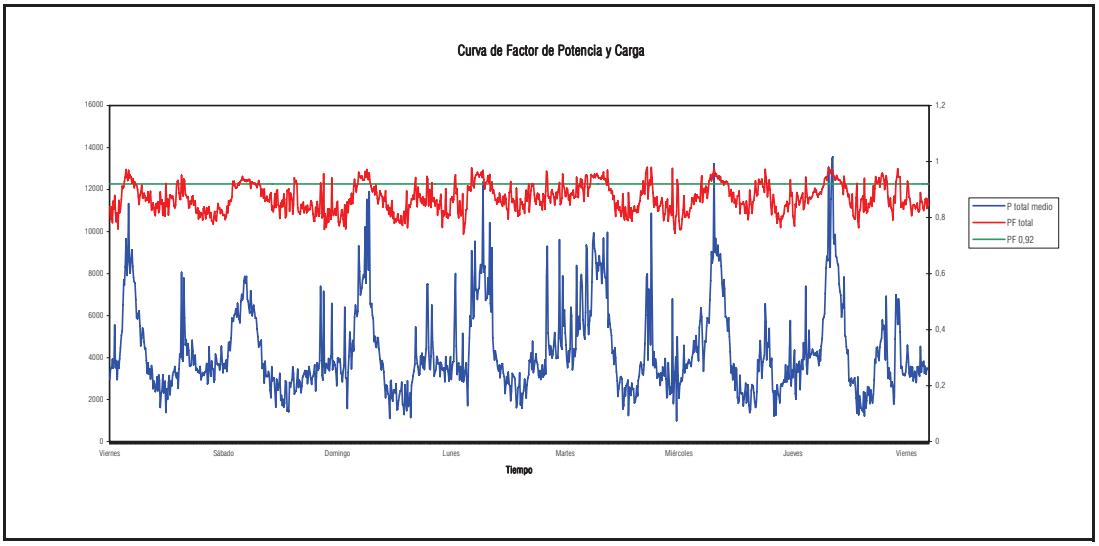


Tabla 4.31 Factor de Potencia vs. Carga transformador #32697 - zona 5

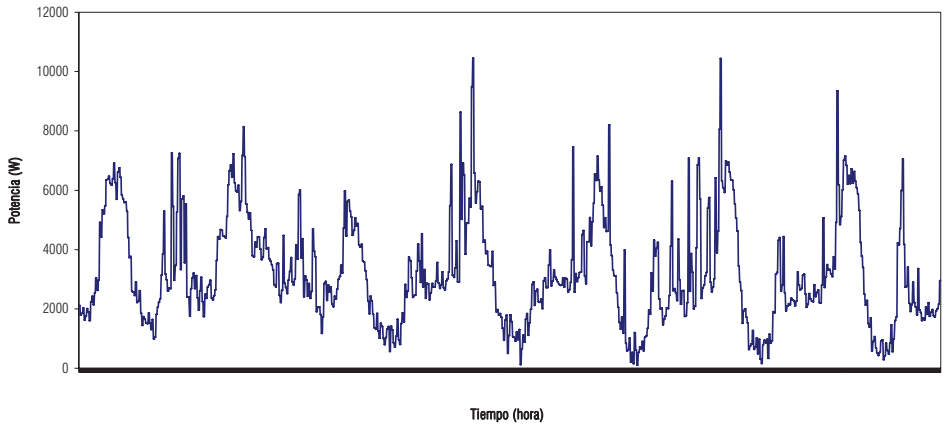
RESUMEN DE CALIDAD DEL PRODUCTO

Transformador Nº.	37673			
Montaje	MVT3	**Equipo Instalado**	1744 Power Quality Logger	
Fases	MONOFÁSICO	**Número de Serie**	20952CA/W3	
Potencia (kVA)	25	**Fecha de Instalación**	20/02/2009	
Propiedad	EMPRESA	**Fecha de Retiro**	27/02/2009	
Voltaje en media tensión (kV)	22,8 GRDY/13,2	**Días de Lectura**	7	
Voltaje en baja tensión (V)	120/240	**Intervalo de registro**	5	min
Subestación	59	**Número de registros**	2016	
Primario	C			
Sitio de la Instalación:	Bornes de B.T Transformador 37673 de 25 kVA			

FACTOR DE CARGA	0,31	DEMANDA MEDIA	3240,65	**W**
FACTOR DE DEMANDA	0,42	PÉRDIDAS PROMEDIO	7	**W**
FACTOR DE PÉRDIDAS	0,14	PÉRDIDAS MÁXIMAS	53	**W**

DESCRIPCIÓN PARÁMETRO ANALIZADO	MAX	MIN	CUMPLE REGULACIÓN CONELEC 004/01	OBSERVACIONES
DEMANDA [KW]	10,45	0,10		
FACTOR DE POTENCIA FASE 1	1,000	0,585	NO	El 67% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
FACTOR DE POTENCIA FASE 2	1,000	0,500	NO	El 43% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
VOLTAJE FASE 1 [V]	127,33	121,71	SI	
VOLTAJE FASE 2 [V]	127,65	122,20	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 1	1,70	0,00	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 2	1,73	0,00	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 1 (%):	5,66	2,36	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 2 (%):	5,63	2,36	SI	
CORRIENTE FASE 1 [A]	76,20	0,00		
CORRIENTE FASE 2 [A]	48,20	0,00		

Curva de Carga Intervalo de 15 minutos

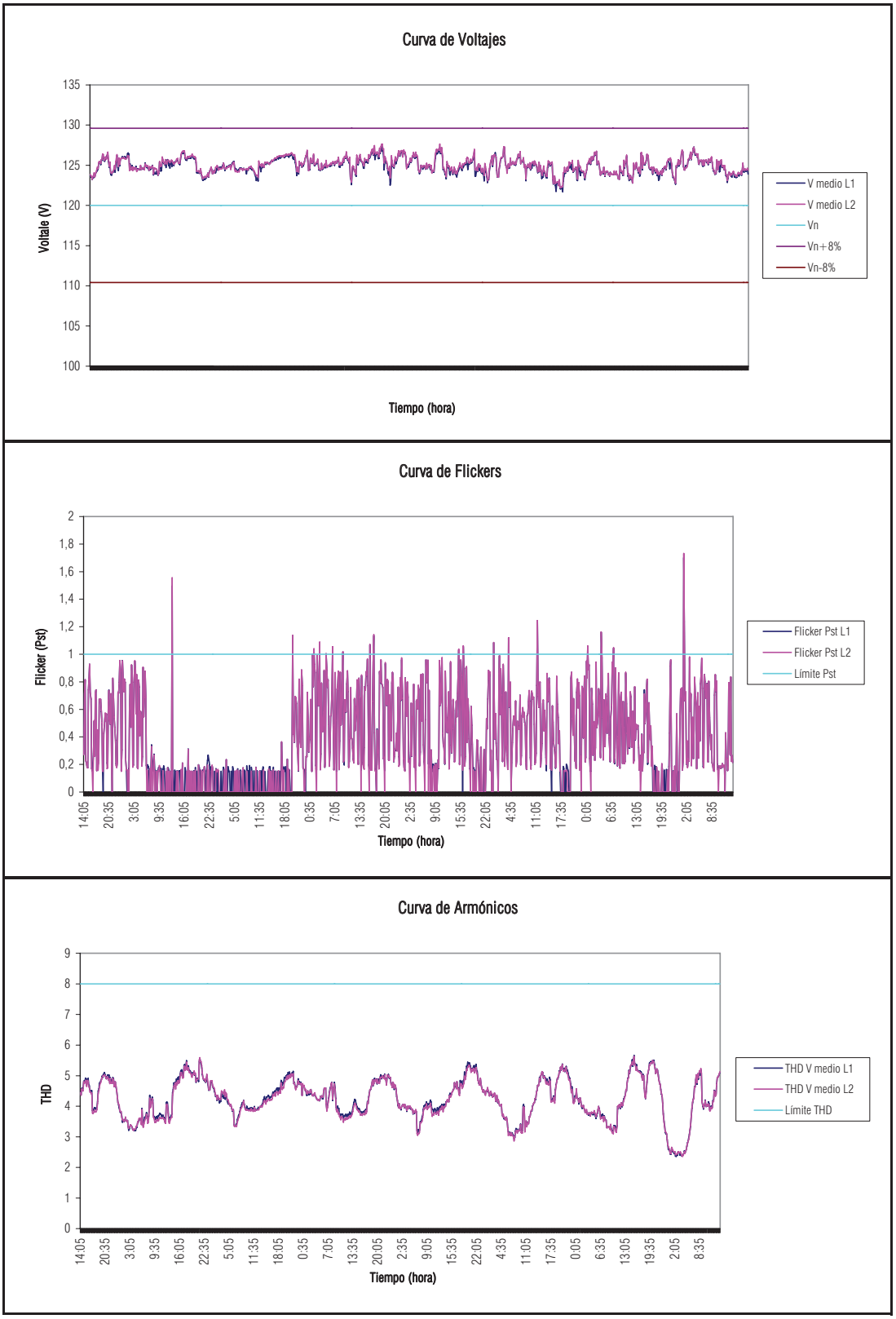


CONCLUSIONES:

CON LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN EL TRANSFORMADOR SE DETERMINO QUE:

* EL NIVEL DE VOLTAJE, FLICKERS Y DISTORSIÓN ARMÓNICA ESTÁN DENTRO DE LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC

* LOS NIVELES DE FACTOR DE POTENCIA NO CUMPLE CON LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC


Curva de Voltajes
Voltaje (V)
135
130
125
120
115
110
105
100
Tiempo (hora)
V medio L1
V medio L2
Vn
Vn+8%
Vn-8%
Curva de Flickers
Flicker (Pst)
2
1,8
1,6
1,4
1,2
1
0,8
0,6
0,4
0,2
0
14:05
20:35
3:05
9:35
16:05
22:35
5:05
11:35
18:05
0:35
7:05
13:35
20:05
2:35
9:05
15:35
22:05
4:35
11:05
17:35
0:05
6:35
13:05
19:35
2:05
8:35
Tiempo (hora)
Flicker Pst L1
Flicker Pst L2
Límite Pst
Curva de Armónicos
THD
9
8
7
6
5
4
3
2
1
0
14:05
20:35
3:05
9:35
16:05
22:35
5:05
11:35
18:05
0:35
7:05
13:35
20:05
2:35
9:05
15:35
22:05
4:35
11:05
17:35
0:05
6:35
13:05
19:35
2:05
8:35
Tiempo (hora)
THD V medio L1
THD V medio L2
Límite THD

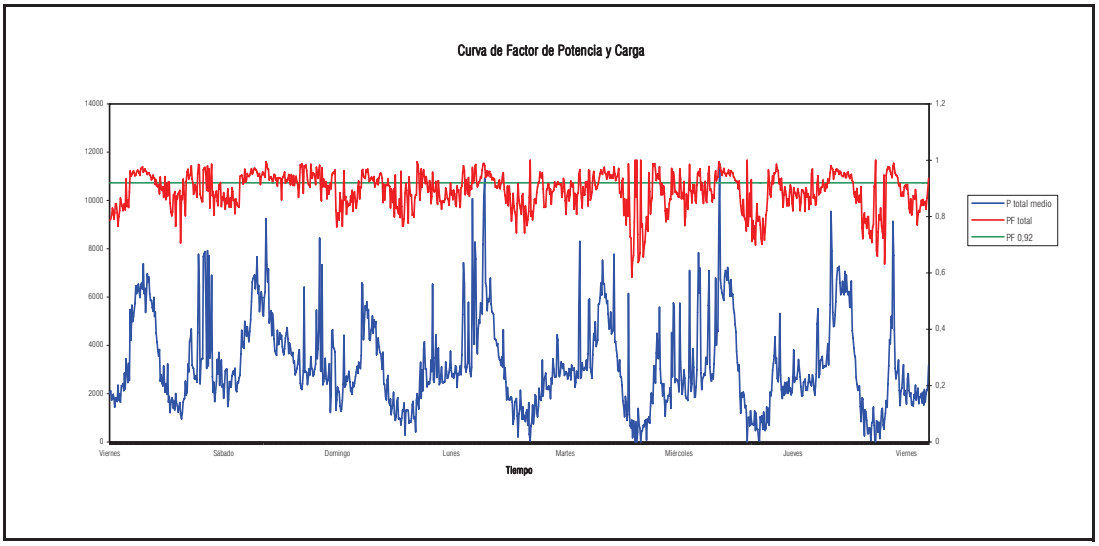


Tabla 4.32 Factor de Potencia vs. Carga transformador #37673 - zona 5

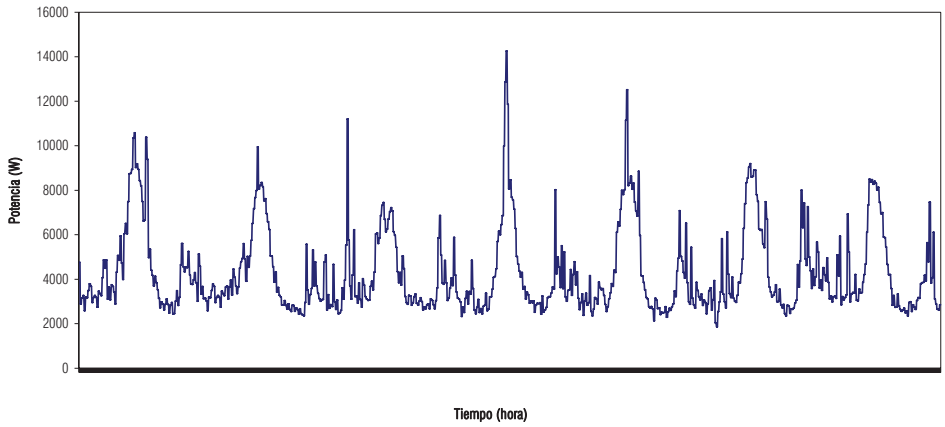
RESUMEN DE CALIDAD DEL PRODUCTO

Transformador Nº.	36869			
Montaje	MVT3	**Equipo Instalado**	1744 Power Quality Logger	
Fases	MONOFÁSICO	**Número de Serie**	20907CA/W1	
Potencia (kVA)	25	**Fecha de Instalación**	05/03/2009	
Propiedad	EMPRESA	**Fecha de Retiro**	12/03/2009	
Voltaje en media tensión (kV)	22,8 GRDY/13,2	**Días de Lectura**	7	
Voltaje en baja tensión (V)	120/240	**Intervalo de registro**	5	min
Subestación	59	**Número de registros**	2016	
Primario	C			
Sitio de la Instalación:	Bornes de B.T Transformador 36869 de 25 kVA			

FACTOR DE CARGA	0,30	DEMANDA MEDIA	4303,32	**W**
FACTOR DE DEMANDA	0,57	PÉRDIDAS PROMEDIO	11	**W**
FACTOR DE PÉRDIDAS	0,12	PÉRDIDAS MÁXIMAS	96	**W**

DESCRIPCIÓN PARÁMETRO ANALIZADO	MAX	MIN	CUMPLE REGULACIÓN CONELEC 004/01	OBSERVACIONES
DEMANDA [KW]	14,26	1,87		
FACTOR DE POTENCIA FASE 1	1,000	0,643	NO	El 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
FACTOR DE POTENCIA FASE 2	0,996	0,733	NO	El 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
VOLTAJE FASE 1 [V]	128,53	123,34	SI	
VOLTAJE FASE 2 [V]	128,48	123,02	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 1	1,56	0,00	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 2	1,53	0,00	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 1 (%):	6,35	2,18	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 2 (%):	6,38	2,15	SI	
CORRIENTE FASE 1 [A]	74,20	3,30		
CORRIENTE FASE 2 [A]	82,50	6,80		

Curva de Carga Intervalo de 15 minutos

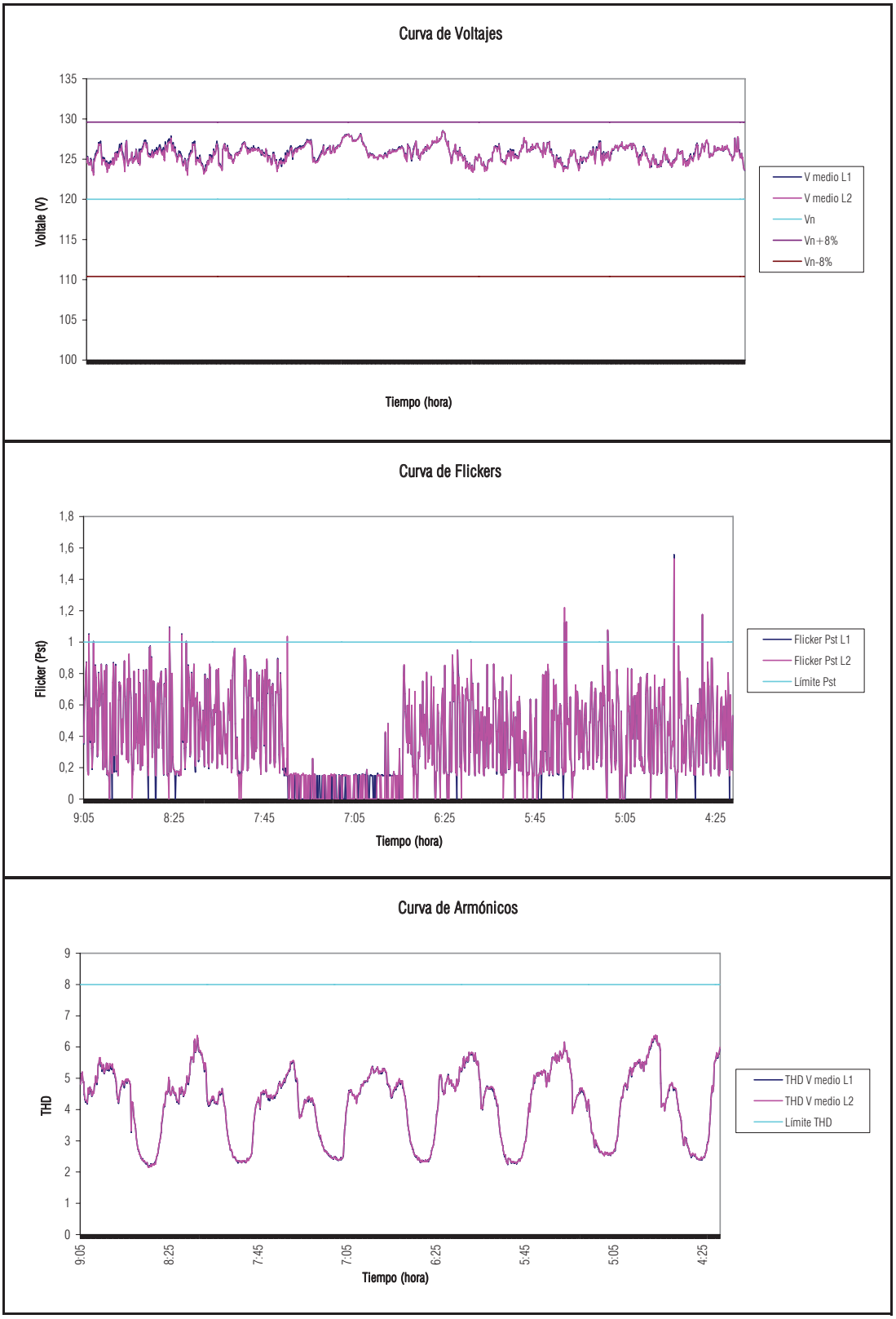


CONCLUSIONES:

CON LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN EL TRANSFORMADOR SE DETERMINO QUE:

* EL NIVEL DE VOLTAJE, FLICKERS Y DISTORSIÓN ARMÓNICA ESTÁN DENTRO DE LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC

* LOS NIVELES DE FACTOR DE POTENCIA NO CUMPLE CON LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC


Curva de Voltajes
135
130
125
120
115
110
105
100
Voltaje (V)
Tiempo (hora)
V medio L1
V medio L2
Vn
Vn+8%
Vn-8%
Curva de Flickers
1,8
1,6
1,4
1,2
1
0,8
0,6
0,4
0,2
0
Flicker (Pst)
9:05
8:25
7:45
7:05
6:25
5:45
5:05
4:25
Tiempo (hora)
Flicker Pst L1
Flicker Pst L2
Límite Pst
Curva de Armónicos
9
8
7
6
5
4
3
2
1
0
THD
9:05
8:25
7:45
7:05
6:25
5:45
5:05
4:25
Tiempo (hora)
THD V medio L1
THD V medio L2
Límite THD

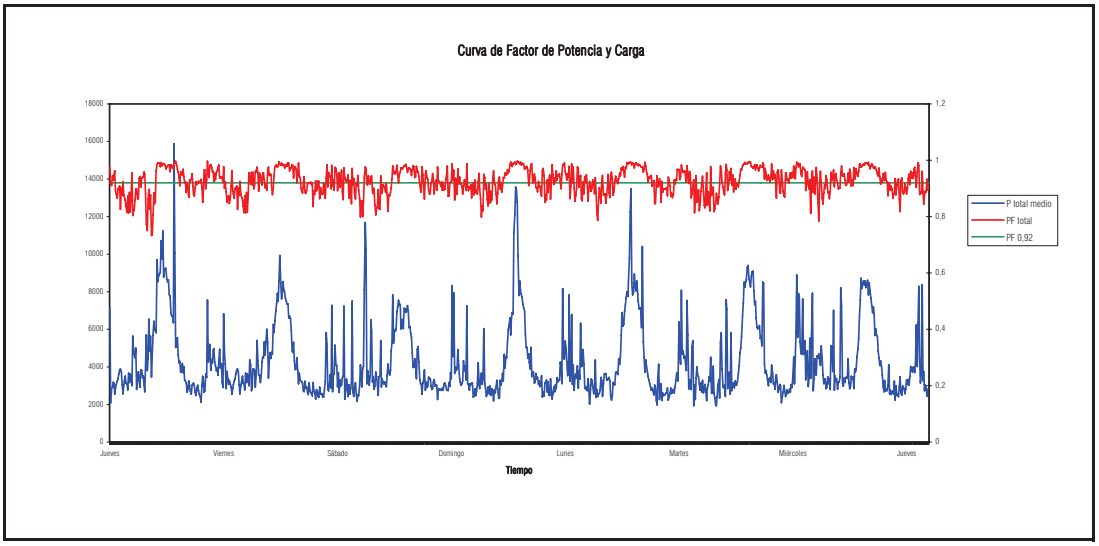


Tabla 4.33 Factor de Potencia vs. Carga transformador #36869 - zona 5

Resumen de Calidad de Producto y Cargabilidad							
Número de Transformador	**Calidad de Voltaje**	**Parpadeo**	**Armónicos**	**Factor de Potencia**	**Factor de Carga**	**Factor de Demanda**	**Factor de Pérdidas**
34100	Cumple	Cumple	Cumple	No Cumple	0,27	0,39	0,12
37697	Cumple	Cumple	Cumple	No Cumple	0,32	0,54	0,14
37673	Cumple	Cumple	Cumple	No Cumple	0,31	0,42	0,14
36869	Cumple	Cumple	Cumple	No Cumple	0,3	0,57	0,12

Tabla 4E Resumen de Calidad de Producto y Cargabilidad - Zona 5

4.1.2 MEDICIÓN DE PARÁMETROS EN CÁMARAS DE TRANSFORMACIÓN

A. Sistema de Puesta a Tierra

	# Empresa	Potencia kVA	Propietario	Resistencia de malla de PT [?]	Resistividad		
					R	*d*	π
1	22860	125	Cumbres de Quitumbe	0,74	0,97	5	30,47
2	15510	1500	Conduit	1,12	2,25	3	42,41
3	5487	200	Esmetal	13,6	2,32	3	43,73
4	10102	500	Muebles Ligna	10,8	1,7	3	32,04
5	31285	800	Mapresa	4,27	1,6	3	30,16
6	100285-32739	500	Galo Orbea	1,62	2	3	37,70
7	2680	250	Textil Carlos Álvarez	1,2	2,13	2,4	32,12
8	33883	45	Fábrica de Placas	4,59	1,98	3	37,32
9	161867	50	Unidad de Vigilancia Quitumbe	2,51	4,9	3	92,36
10	18070	500	Tecnoesa	4,6	1,8	3	33,93

Tabla 4.34 Medición de Sistemas de Puesta a Tierra – Cámaras de Transformación. Ver Anexo 7 -Sección 4

B. Registradores de Carga en Transformadores

Se presenta un resumen de los registros realizados para cada uno de los transformadores de las Cámaras.

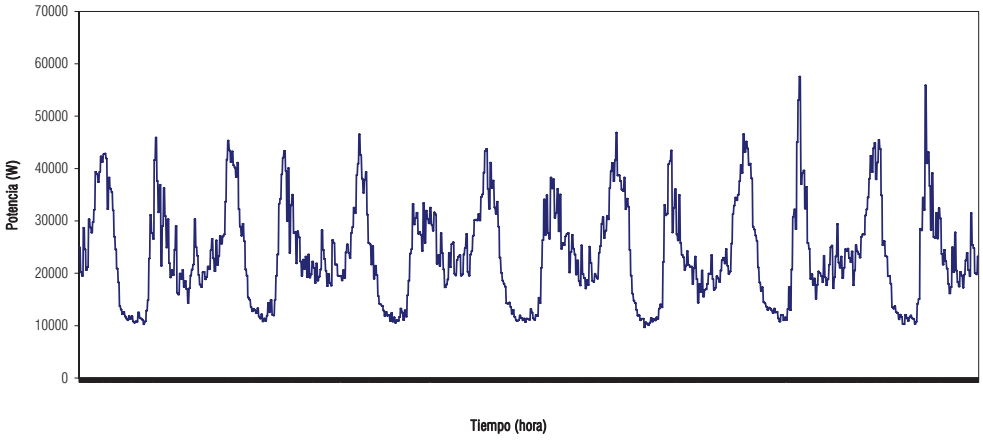
RESUMEN DE CALIDAD DEL PRODUCTO

Transformador Nº.	22860			
Montaje	SVT1	**Equipo Instalado**	1744 Power Quality Logger	
Fases	TRIFÁSICO	**Número de Serie**	20911CA/W1	
Potencia (kVA)	125	**Fecha de Instalación**	04/03/2009	
Propiedad	EMPRESA	**Fecha de Retiro**	11/03/2009	
Voltaje en media tensión (kV)	22,8 GRDY/13,2	**Días de Lectura**	7	
Voltaje en baja tensión (V)	210/121	**Intervalo de registro**	5	min
Subestación	59	**Número de registros**	2016	
Primario	C			
Sitio de la Instalación:	Bornes de B.T Transformador 22860 de 125 kVA			

FACTOR DE CARGA	0,41	DEMANDA MEDIA	23730,74	W
FACTOR DE DEMANDA	0,46	PÉRDIDAS PROMEDIO	87	W
FACTOR DE PÉRDIDAS	0,22	PÉRDIDAS MÁXIMAS	387	W

DESCRIPCIÓN PARÁMETRO ANALIZADO	MAX	MIN	CUMPLE REGULACIÓN CONELEC 004/01	OBSERVACIONES
DEMANDA [KW]	57,58	9,66		
FACTOR DE POTENCIA FASE 1	0,997	0,730	NO	El 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
FACTOR DE POTENCIA FASE 2	0,990	0,670	NO	El 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
FACTOR DE POTENCIA FASE 3	0,981	0,652	NO	El 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
VOLTAJE FASE 1 [V]	125,01	120,07	SI	
VOLTAJE FASE 2 [V]	125,81	120,67	SI	
VOLTAJE FASE 3 [V]	126,12	120,85	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 1	1,39	0,00	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 2	1,37	0,00	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 3	1,52	0,00	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 1 (%):	6,10	1,31	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 2 (%):	6,32	1,45	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 3 (%):	6,11	1,27	SI	
CORRIENTE FASE 1 [A]	208,90	27,70		
CORRIENTE FASE 2 [A]	201,10	25,90		
CORRIENTE FASE 3 [A]	205,10	30,90		

Curva de Carga Intervalo de 15 minutos

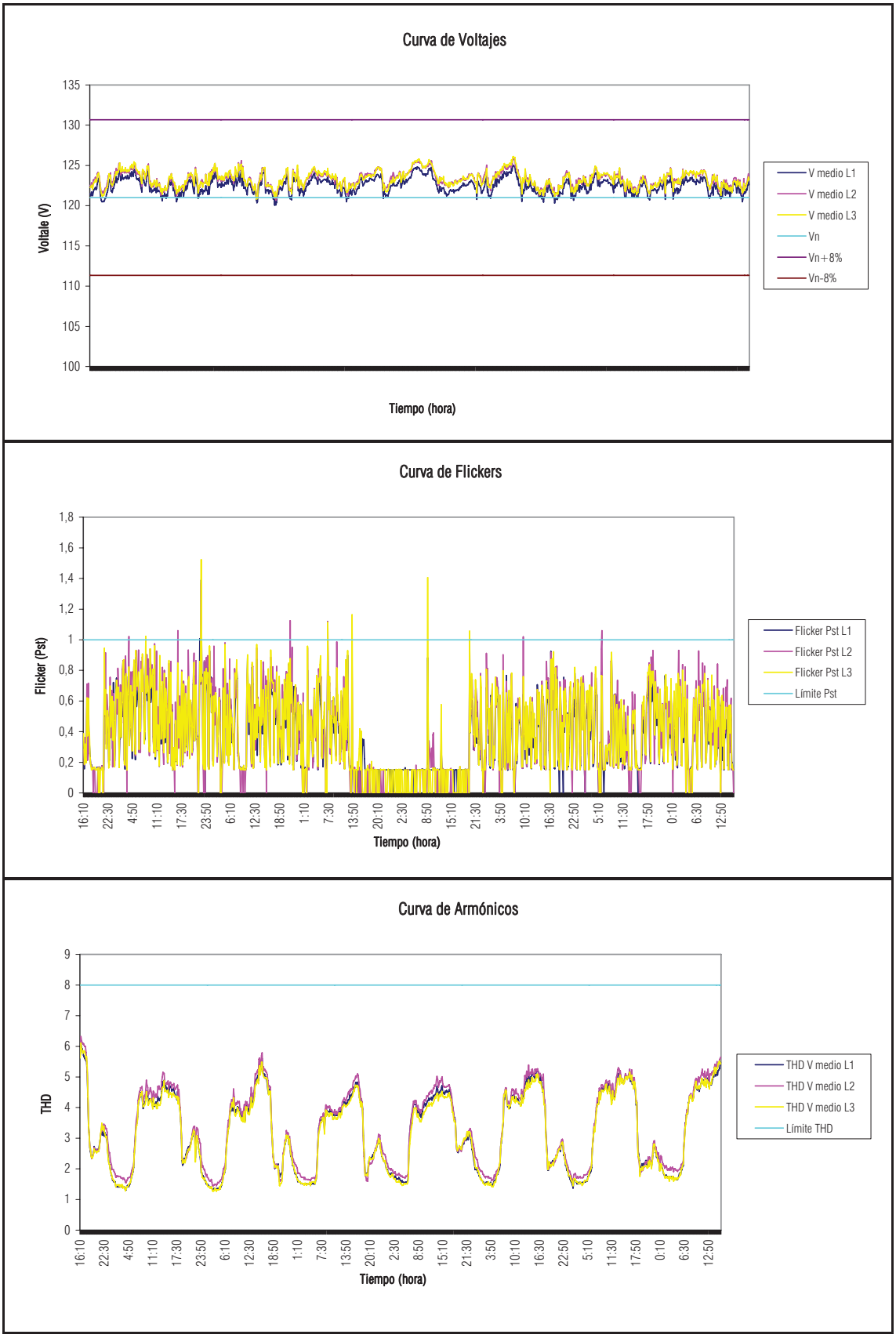


CONCLUSIONES:

CON LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN EL TRANSFORMADOR SE DETERMINO QUE:

* EL NIVEL DE VOLTAJE, FLICKERS Y DISTORSIÓN ARMÓNICA ESTÁN DENTRO DE LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC

* LOS NIVELES DE FACTOR DE POTENCIA NO CUMPLE CON LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC


Curva de Voltajes
Voltaje (V)
135
130
125
120
115
110
105
100
Tiempo (hora)
V medio L1
V medio L2
V medio L3
Vn
Vn+8%
Vn-8%
Curva de Flickers
Flicker (Pst)
1,8
1,6
1,4
1,2
1
0,8
0,6
0,4
0,2
0
16:10
22:30
4:50
11:10
17:30
23:50
6:10
12:30
18:50
1:10
7:30
13:50
20:10
2:30
8:50
15:10
21:30
3:50
10:10
16:30
22:50
5:10
11:30
17:50
0:10
6:30
12:50
Tiempo (hora)
Flicker Pst L1
Flicker Pst L2
Flicker Pst L3
Límite Pst
Curva de Armónicos
THD
9
8
7
6
5
4
3
2
1
0
16:10
22:30
4:50
11:10
17:30
23:50
6:10
12:30
18:50
1:10
7:30
13:50
20:10
2:30
8:50
15:10
21:30
3:50
10:10
16:30
22:50
5:10
11:30
17:50
0:10
6:30
12:50
Tiempo (hora)
THD V medio L1
THD V medio L2
THD V medio L3
Límite THD

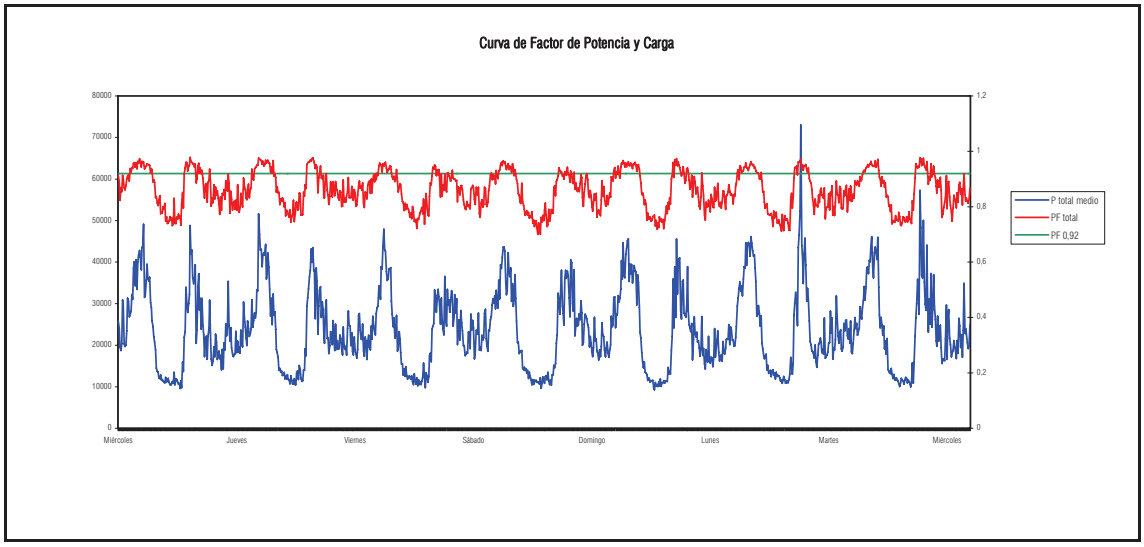


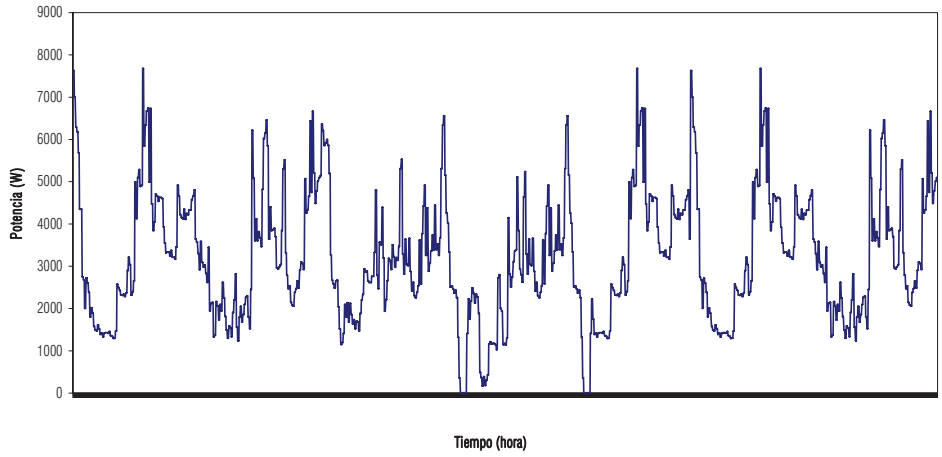
Tabla 4.35 Factor de Potencia vs. Carga transformador #22860 – Residencial

RESUMEN DE CALIDAD DEL PRODUCTO

Transformador Nº.	161867			
Montaje	SVT1	**Equipo Instalado**	3945	
Fases	TRIFÁSICO	**Número de Serie**	50116 1:1	
Potencia (kVA)	50	**Fecha de Instalación**	04/03/2009	
Propiedad	EMPRESA	**Fecha de Retiro**	11/03/2009	
Voltaje en media tensión (kV)	22,8 GRDY/13,2	**Días de Lectura**	7	
Voltaje en baja tensión (V)	210/121	**Intervalo de registro**	5	min
Subestación	59	**Número de registros**	2016	
Primario	C			
Sitio de la Instalación:	Bornes de B.T Transformador 161867 de 50 kVA			
FACTOR DE CARGA	0,42	DEMANDA MEDIA	3214,50	**W**
FACTOR DE DEMANDA	0,15	PÉRDIDAS PROMEDIO	5	**W**
FACTOR DE PÉRDIDAS	0,24	PÉRDIDAS MÁXIMAS	20	**W**

DESCRIPCIÓN PARÁMETRO ANALIZADO	MAX	MIN	CUMPLE REGULACIÓN CONELEC 004/01	OBSERVACIONES
DEMANDA [KW]	7,68	0,00		
FACTOR DE POTENCIA FASE 1	1,000	0,000	NO	El 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
FACTOR DE POTENCIA FASE 2	1,000	0,000	NO	El 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
FACTOR DE POTENCIA FASE 3	0,973	0,000	NO	El 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
VOLTAJE FASE 1 [V]	122,20	117,60	SI	
VOLTAJE FASE 2 [V]	123,10	118,80	SI	
VOLTAJE FASE 3 [V]	122,90	118,50	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 1	1,25	0,16	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 2	1,31	0,16	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 3	1,19	0,16	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 1 (%):	5,60	1,10	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 2 (%):	5,60	1,00	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 3 (%):	5,90	0,80	SI	
CORRIENTE FASE 1 [A]	62,40	0,00		
CORRIENTE FASE 2 [A]	17,50	0,00		
CORRIENTE FASE 3 [A]	33,70	0,00		

Curva de Carga Intervalo de 15 minutos



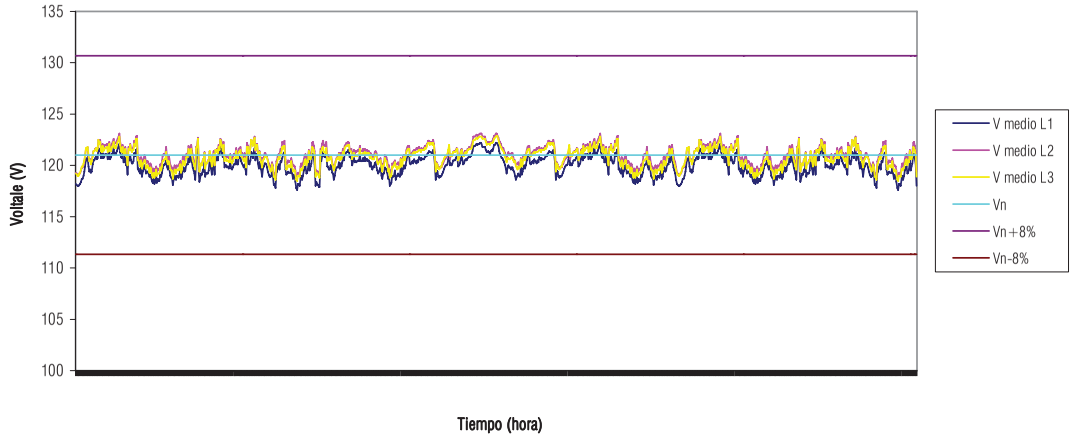
CONCLUSIONES:

CON LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN EL TRANSFORMADOR SE DETERMINO QUE:

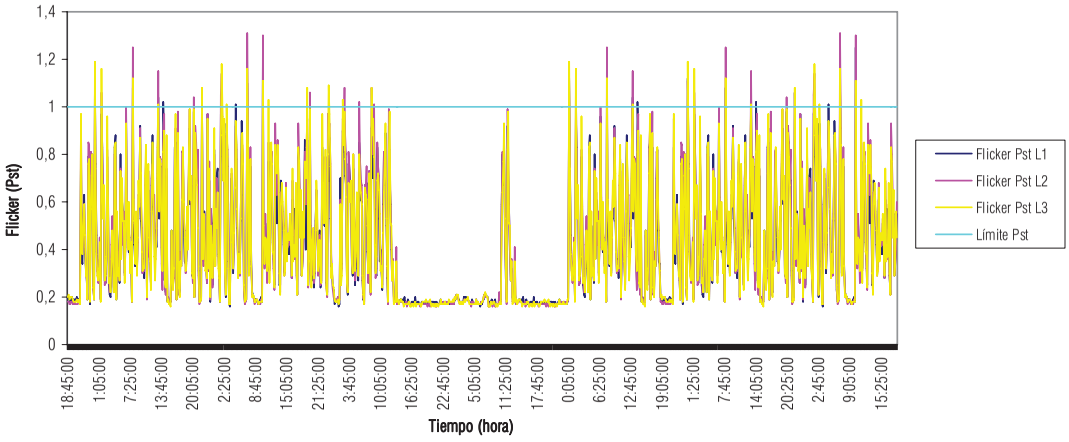
* EL NIVEL DE VOLTAJE, FLICKERS Y DISTORSIÓN ARMÓNICA ESTÁN DENTRO DE LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC

* LOS NIVELES DE FACTOR DE POTENCIA NO CUMPLE CON LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC

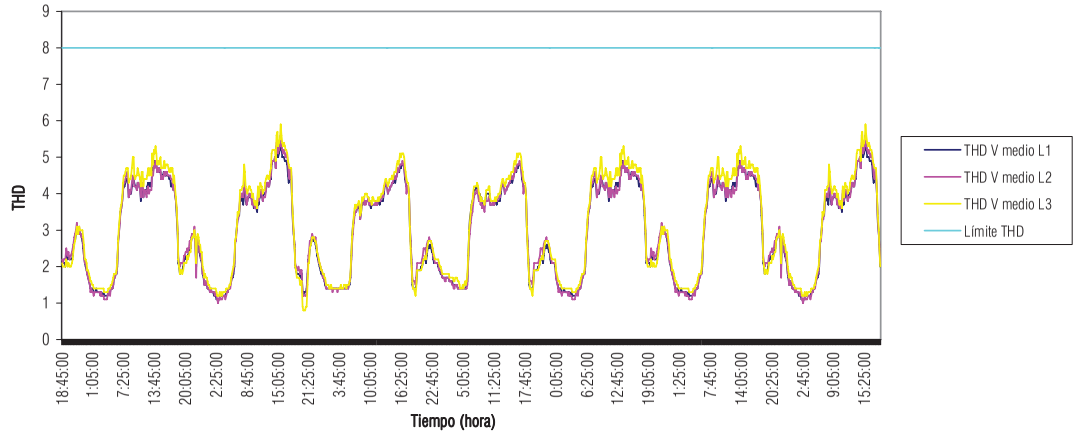
Curva de Voltajes



Curva de Flickers



Curva de Armónicos



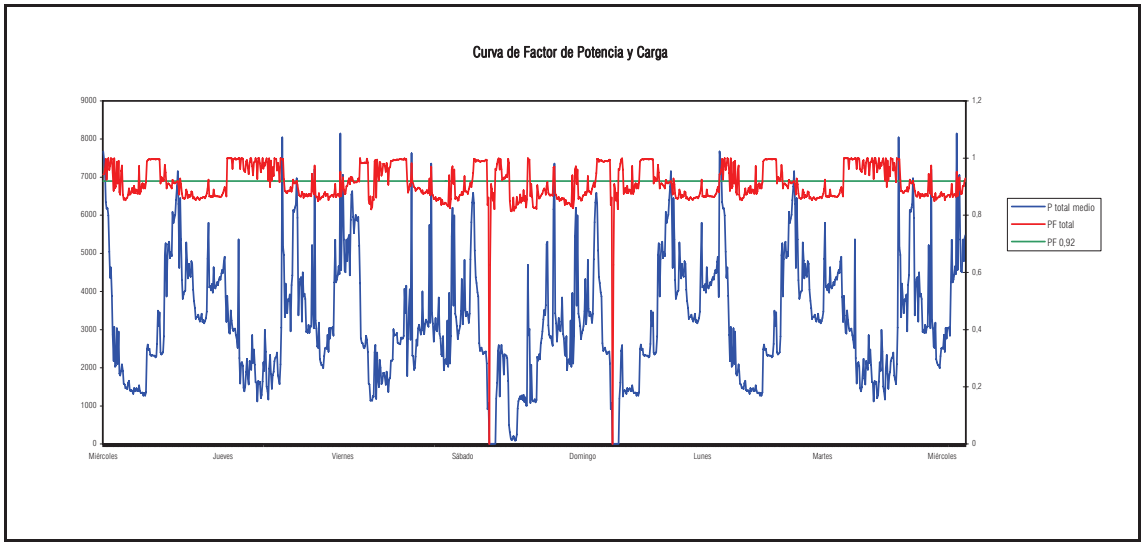


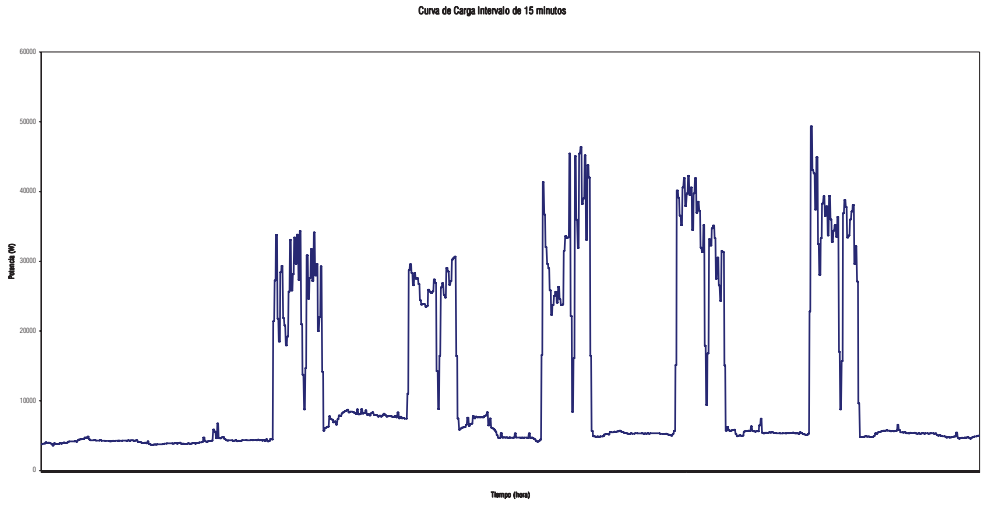
Tabla 4.36 Factor de Potencia vs. Carga transformador #161867 – Residencial

RESUMEN DE CALIDAD DEL PRODUCTO

Transformador Nº.	100258			
Montaje	SVT1	**Equipo Instalado**	1744 Power Quality Logger	
Fases	TRIFÁSICO	**Número de Serie**	20915CA/W1	
Potencia (kVA)	250	**Fecha de Instalación**	28/02/2009	
Propiedad	EMPRESA	**Fecha de Retiro**	07/03/2009	
Voltaje en media tensión (kV)	22,8 GRDY/13,2	**Días de Lectura**	7	
Voltaje en baja tensión (V)	210/121	**Intervalo de registro**	5	min
Subestación	59	**Número de registros**	2016	
Primario	C			
Sitio de la Instalación:	Bornes de B.T Transformador 100258 de 250 kVA			

FACTOR DE CARGA	0,24	DEMANDA MEDIA	11759,33	**W**
FACTOR DE DEMANDA	0,20	PÉRDIDAS PROMEDIO	25	**W**
FACTOR DE PÉRDIDAS	0,15	PÉRDIDAS MÁXIMAS	170	**W**

DESCRIPCIÓN PARÁMETRO ANALIZADO	MAX	MIN	CUMPLE REGULACIÓN CONELEC 004/01	OBSERVACIONES
DEMANDA [KW]	49,35	3,59		
FACTOR DE POTENCIA FASE 1	0,999	0,439	NO	El 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
FACTOR DE POTENCIA FASE 2	1,000	0,038	NO	El 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
FACTOR DE POTENCIA FASE 3	1,000	0,383	SI	
VOLTAJE FASE 1 [V]	130,28	123,79	SI	
VOLTAJE FASE 2 [V]	129,27	123,09	SI	
VOLTAJE FASE 3 [V]	129,57	124,04	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 1	1,80	0,00	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 2	1,70	0,00	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 3	1,64	0,00	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 1 (%):	67,30	1,46	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 2 (%):	56,00	1,91	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 3 (%):	200,00	0,00	SI	
CORRIENTE FASE 1 [A]	247,00	45,90		
CORRIENTE FASE 2 [A]	234,10	52,80		
CORRIENTE FASE 3 [A]	41,80	0,00		

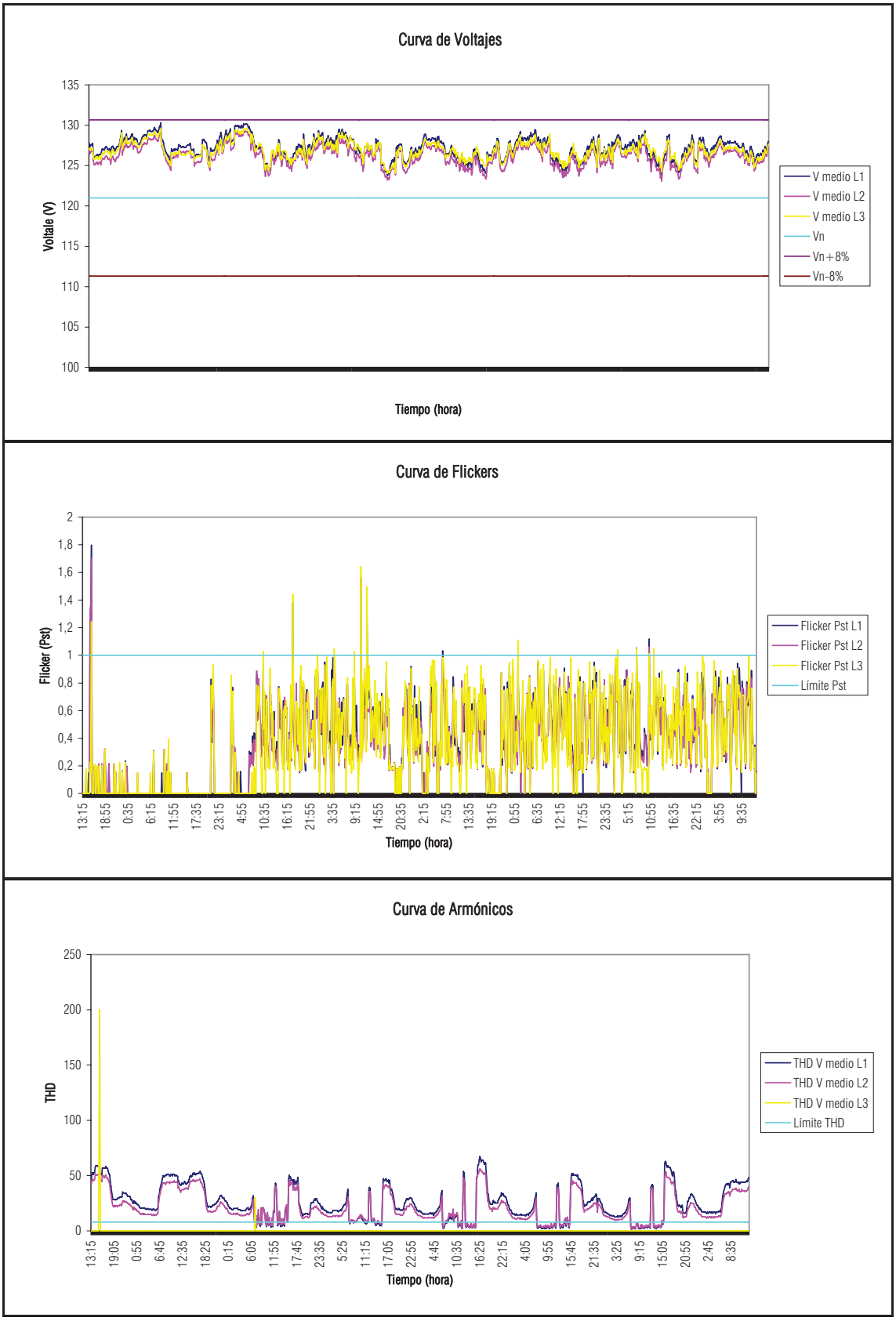


CONCLUSIONES:

CON LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN EL TRANSFORMADOR SE DETERMINO QUE:

* EL NIVEL DE VOLTAJE, FLICKERS Y DISTORSIÓN ARMÓNICA ESTÁN DENTRO DE LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC

* LOS NIVELES DE FACTOR DE POTENCIA NO CUMPLE CON LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC


Curva de Voltajes
Voltaje (V)
135
130
125
120
115
110
105
100
Tiempo (hora)
V medio L1
V medio L2
V medio L3
Vn
Vn+8%
Vn-8%
Curva de Flickers
Flicker (Pst)
2
1,8
1,6
1,4
1,2
1
0,8
0,6
0,4
0,2
0
13:15
18:55
0:35
6:15
11:55
17:35
23:15
4:55
10:35
16:15
21:55
3:35
9:15
14:55
20:35
2:15
7:55
13:35
19:15
0:55
6:35
12:15
17:55
23:35
5:15
10:55
16:35
22:15
3:55
9:35
Tiempo (hora)
Flicker Pst L1
Flicker Pst L2
Flicker Pst L3
Límite Pst
Curva de Armónicos
THD
250
200
150
100
50
0
13:15
19:05
0:55
6:45
12:35
18:25
0:15
6:05
11:55
17:45
23:35
5:25
11:15
17:05
22:55
4:45
10:35
16:25
22:15
4:05
9:55
15:45
21:35
3:25
9:15
15:05
20:55
2:45
8:35
Tiempo (hora)
THD V medio L1
THD V medio L2
THD V medio L3
Límite THD

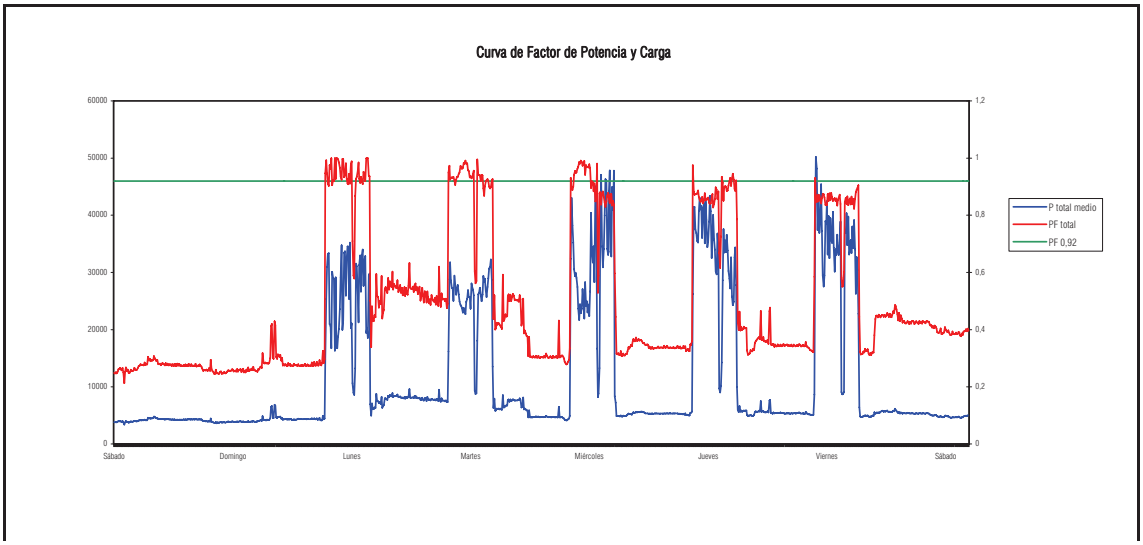


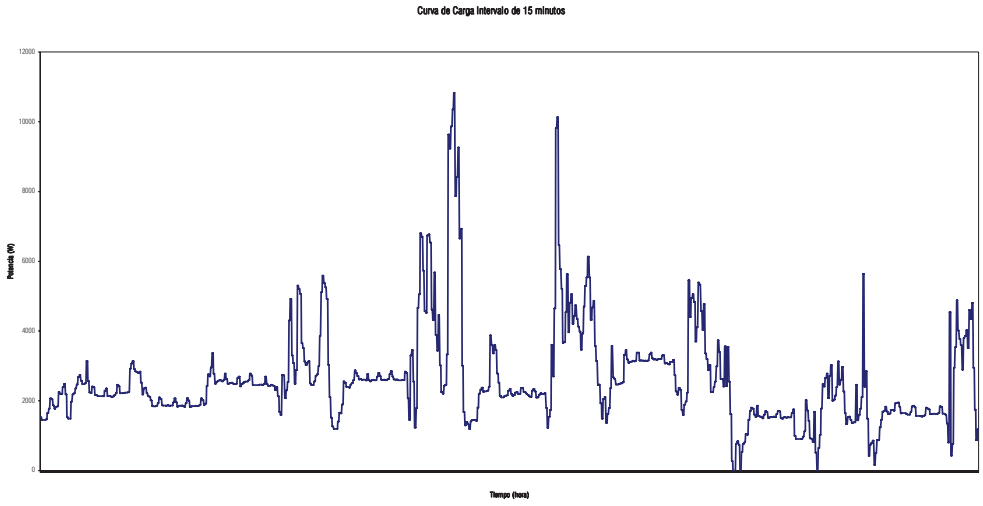
Tabla 4.37 Factor de Potencia vs. Carga transformador #101258 – Industrial

RESUMEN DE CALIDAD DEL PRODUCTO

Transformador Nº.	33883			
Montaje	SVT1	**Equipo Instalado**	1744 Power Quality Logger	
Fases	TRIFÁSICO	**Número de Serie**	20899AC/W1	
Potencia (kVA)	45	**Fecha de Instalación**	28/02/2009	
Propiedad	EMPRESA	**Fecha de Retiro**	07/03/2009	
Voltaje en media tensión (kV)	22,8 GRDY/13,2	**Días de Lectura**	7	
Voltaje en baja tensión (V)	210/121	**Intervalo de registro**	5	min
Subestación	59	**Número de registros**	2016	
Primario	C			
Sitio de la Instalación:	Bornes de B.T Transformador 33883 de 45 kVA			

FACTOR DE CARGA	0,24	DEMANDA MEDIA	2602,13	**W**
FACTOR DE DEMANDA	0,24	PÉRDIDAS PROMEDIO	7	**W**
FACTOR DE PÉRDIDAS	0,05	PÉRDIDAS MÁXIMAS	133	**W**

DESCRIPCIÓN PARÁMETRO ANALIZADO	MAX	MIN	CUMPLE REGULACIÓN CONELEC 004/01	OBSERVACIONES
DEMANDA [KW]	10,83	0,00		
FACTOR DE POTENCIA FASE 1	1,000	0,291	NO	El 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
FACTOR DE POTENCIA FASE 2	1,000	0,000	NO	El 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
FACTOR DE POTENCIA FASE 3	1,000	0,000	NO	El 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
VOLTAJE FASE 1 [V]	127,65	121,22	SI	
VOLTAJE FASE 2 [V]	127,30	121,06	SI	
VOLTAJE FASE 3 [V]	126,68	120,58	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 1	1,49	0,00	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 2	1,51	0,00	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 3	1,42	0,00	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 1 (%):	47,30	0,00	NO	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 2 (%):	52,80	0,00	NO	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 3 (%):	33,30	0,00	NO	
CORRIENTE FASE 1 [A]	63,70	0,00		
CORRIENTE FASE 2 [A]	51,40	0,00		
CORRIENTE FASE 3 [A]	54,90	0,00		



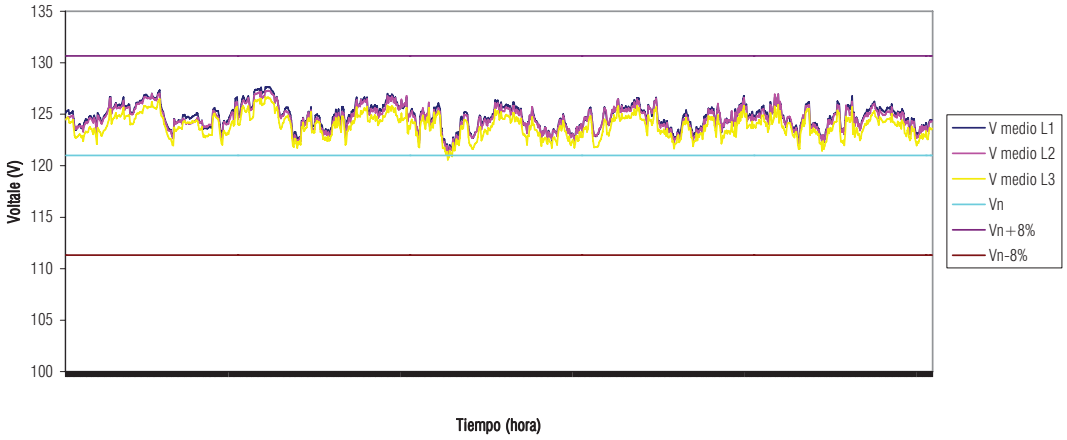
CONCLUSIONES:

CON LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN EL TRANSFORMADOR SE DETERMINO QUE:

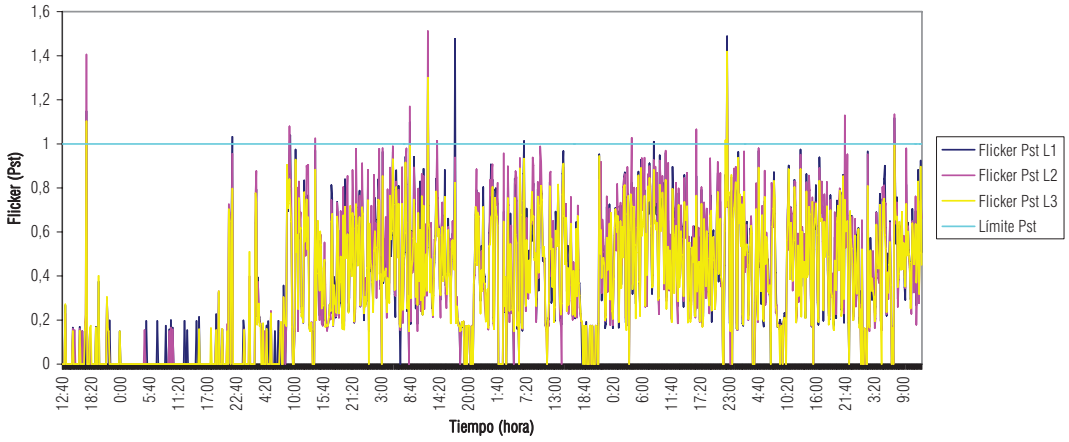
* EL NIVEL DE VOLTAJE, FLICKERS Y DISTORSIÓN ARMÓNICA ESTÁN DENTRO DE LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC

* LOS NIVELES DE FACTOR DE POTENCIA NO CUMPLE CON LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC

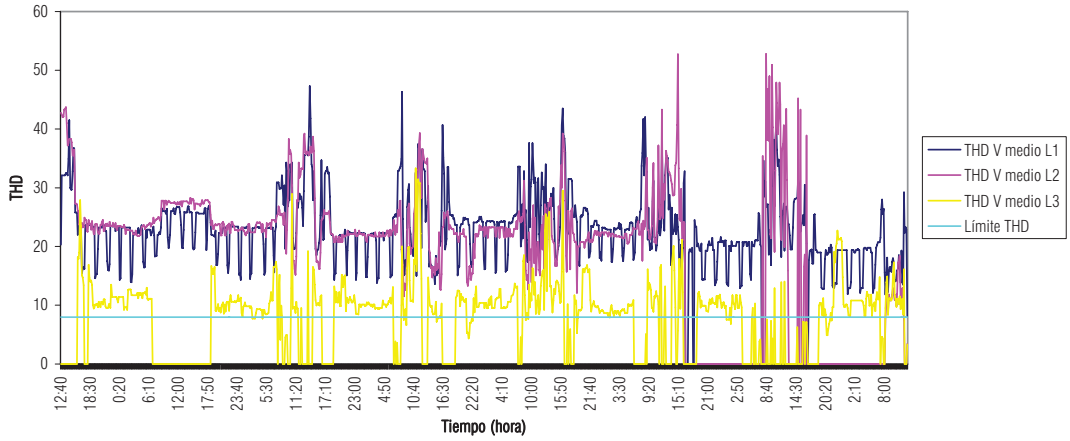
Curva de Voltajes



Curva de Flickers



Curva de Armónicos



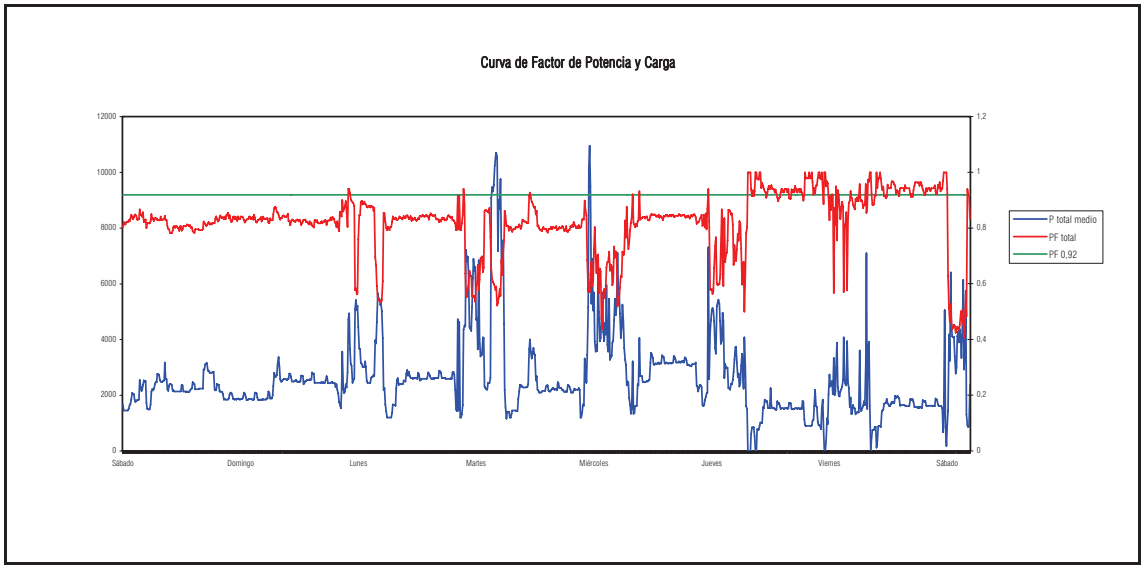


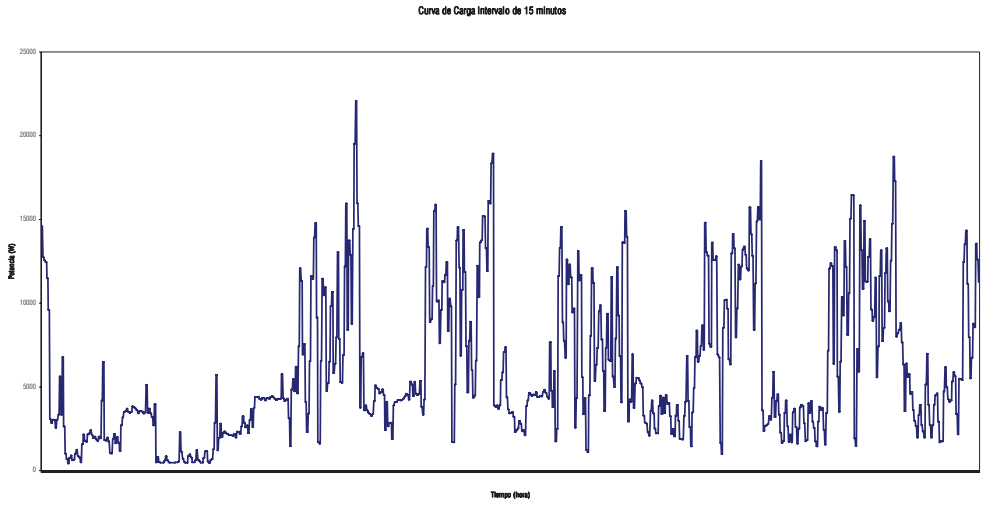
Tabla 4.38 Factor de Potencia vs. Carga transformador #33883 – Industrial

RESUMEN DE CALIDAD DEL PRODUCTO

Transformador Nº.	5487			
Montaje	SVT1	**Equipo Instalado**	1744 Power Quality Logger	
Fases	TRIFÁSICO	**Número de Serie**	20915CA/W1	
Potencia (kVA)	200	**Fecha de Instalación**	28/02/2009	
Propiedad	EMPRESA	**Fecha de Retiro**	07/03/2009	
Voltaje en media tensión (kV)	22,8 GRDY/13,2	**Días de Lectura**	7	
Voltaje en baja tensión (V)	220/127	**Intervalo de registro**	5	min
Subestación	59	**Número de registros**	2016	
Primario	C			
Sitio de la Instalación:	Bornes de B.T Transformador 5487 de 200 kVA			

FACTOR DE CARGA	0,27	DEMANDA MEDIA	5903,77	W
FACTOR DE DEMANDA	0,11	PÉRDIDAS PROMEDIO	5	W
FACTOR DE PÉRDIDAS	0,16	PÉRDIDAS MÁXIMAS	33	W

DESCRIPCIÓN PARÁMETRO ANALIZADO	MAX	MIN	CUMPLE REGULACIÓN CONELEC 004/01	OBSERVACIONES
DEMANDA [KW]	22,09	0,42		
FACTOR DE POTENCIA FASE 1	1,000	0,008	NO	El 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
FACTOR DE POTENCIA FASE 2	1,000	0,189	NO	El 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
FACTOR DE POTENCIA FASE 3	1,000	0,091	NO	El 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
VOLTAJE FASE 1 [V]	130,36	124,59	SI	
VOLTAJE FASE 2 [V]	131,15	125,22	SI	
VOLTAJE FASE 3 [V]	130,59	124,96	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 1	1,73	0,00	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 2	1,87	0,00	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 3	1,71	0,00	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 1 (%):	68,00	8,49	NO	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 2 (%):	78,70	4,42	NO	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 3 (%):	65,30	0,00	NO	
CORRIENTE FASE 1 [A]	83,40	13,90		
CORRIENTE FASE 2 [A]	87,40	19,50		
CORRIENTE FASE 3 [A]	81,00	0,00		



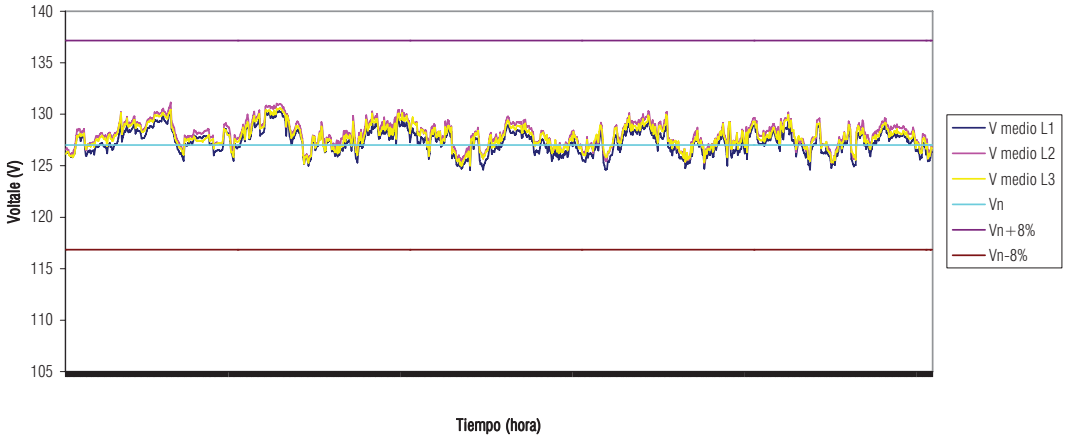
CONCLUSIONES:

CON LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN EL TRANSFORMADOR SE DETERMINO QUE:

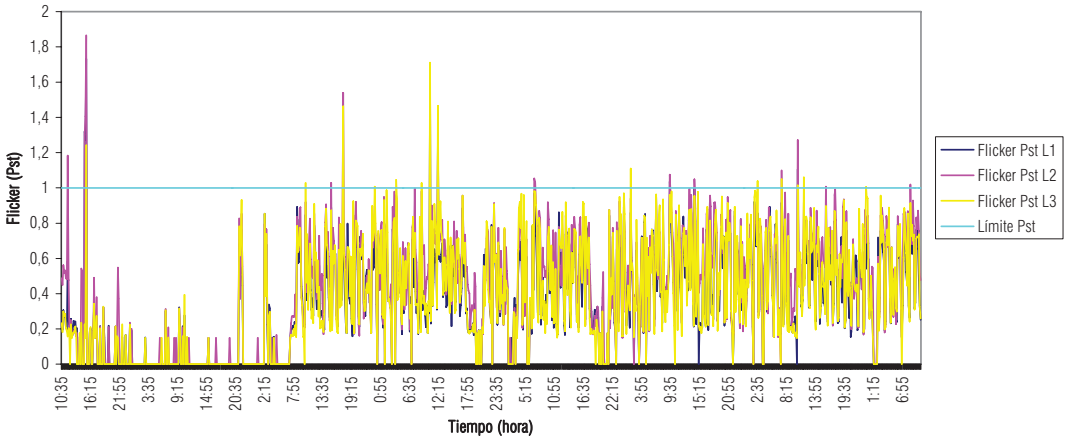
* EL NIVEL DE VOLTAJE, FLICKERS Y DISTORSIÓN ARMÓNICA ESTÁN DENTRO DE LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC

* LOS NIVELES DE FACTOR DE POTENCIA NO CUMPLE CON LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC

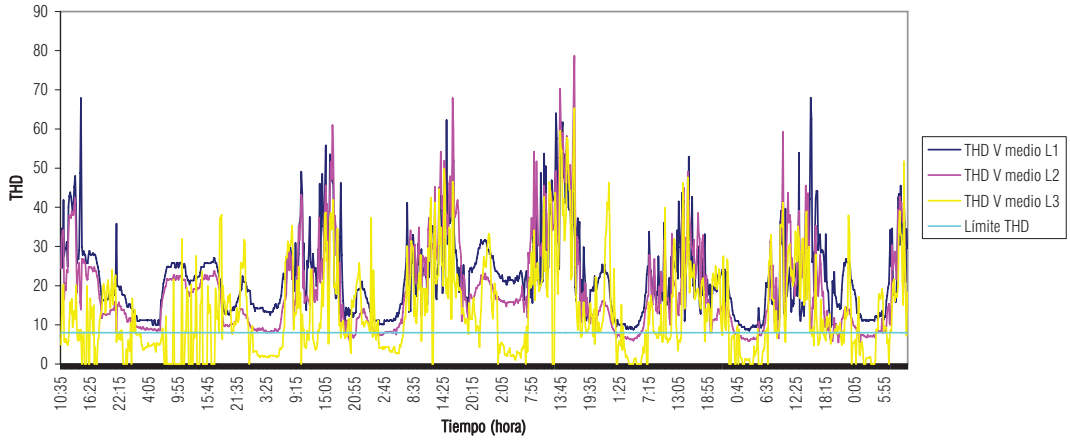
Curva de Voltajes



Curva de Flickers



Curva de Armónicos



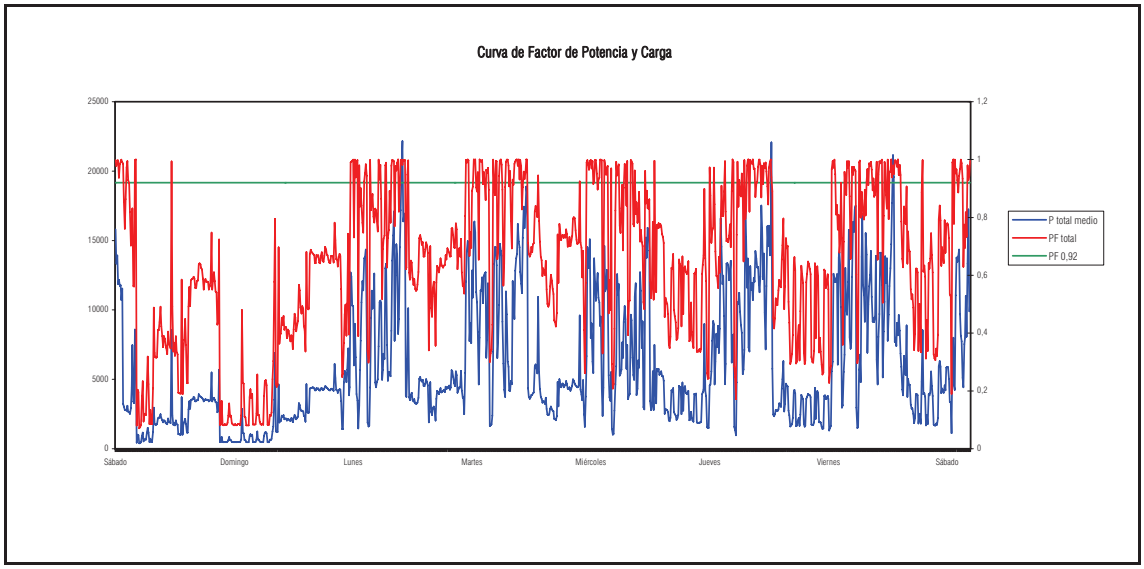


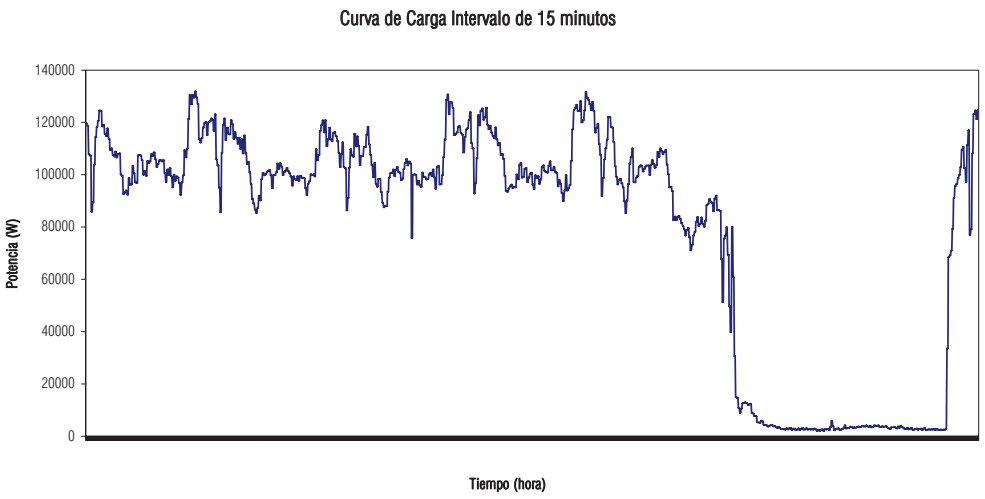
Tabla 4.39 Factor de Potencia vs. Carga transformador #5487 – Industrial

RESUMEN DE CALIDAD DEL PRODUCTO

Transformador Nº.	2680			
Montaje	SVT1	**Equipo Instalado**	1744 Power Quality Logger	
Fases	TRIFÁSICO	**Número de Serie**	20915CA/W1	
Potencia (kVA)	250	**Fecha de Instalación**	09/03/2009	
Propiedad	EMPRESA	**Fecha de Retiro**	16/03/2009	
Voltaje en media tensión (kV)	22,8 GRDY/13,2	**Días de Lectura**	7	
Voltaje en baja tensión (V)	220/127	**Intervalo de registro**	5	min
Subestación	59	**Número de registros**	2016	
Primario	C			
Sitio de la Instalación:	Bornes de B.T Transformador 2680 de 250 kVA			

FACTOR DE CARGA	0,60	DEMANDA MEDIA	79656,81	W
FACTOR DE DEMANDA	0,53	PÉRDIDAS PROMEDIO	430	W
FACTOR DE PÉRDIDAS	0,46	PÉRDIDAS MÁXIMAS	926	W

DESCRIPCIÓN PARÁMETRO ANALIZADO	MAX	MIN	CUMPLE REGULACIÓN CONELEC 004/01	OBSERVACIONES
DEMANDA [KW]	131,83	1,99		
FACTOR DE POTENCIA FASE 1	0,999	0,147	NO	El 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
FACTOR DE POTENCIA FASE 2	0,998	0,195	NO	El 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
FACTOR DE POTENCIA FASE 3	0,997	0,236	NO	El 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
VOLTAJE FASE 1 [V]	131,50	122,90	SI	
VOLTAJE FASE 2 [V]	131,70	124,00	SI	
VOLTAJE FASE 3 [V]	133,20	126,30	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 1	1,18	0,17	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 2	1,12	0,17	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 3	1,31	0,20	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 1 (%):	8,30	2,30	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 2 (%):	8,20	1,90	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 3 (%):	8,70	2,10	SI	
CORRIENTE FASE 1 [A]	396,80	16,40		
CORRIENTE FASE 2 [A]	346,10	17,20		
CORRIENTE FASE 3 [A]	359,10	22,80		

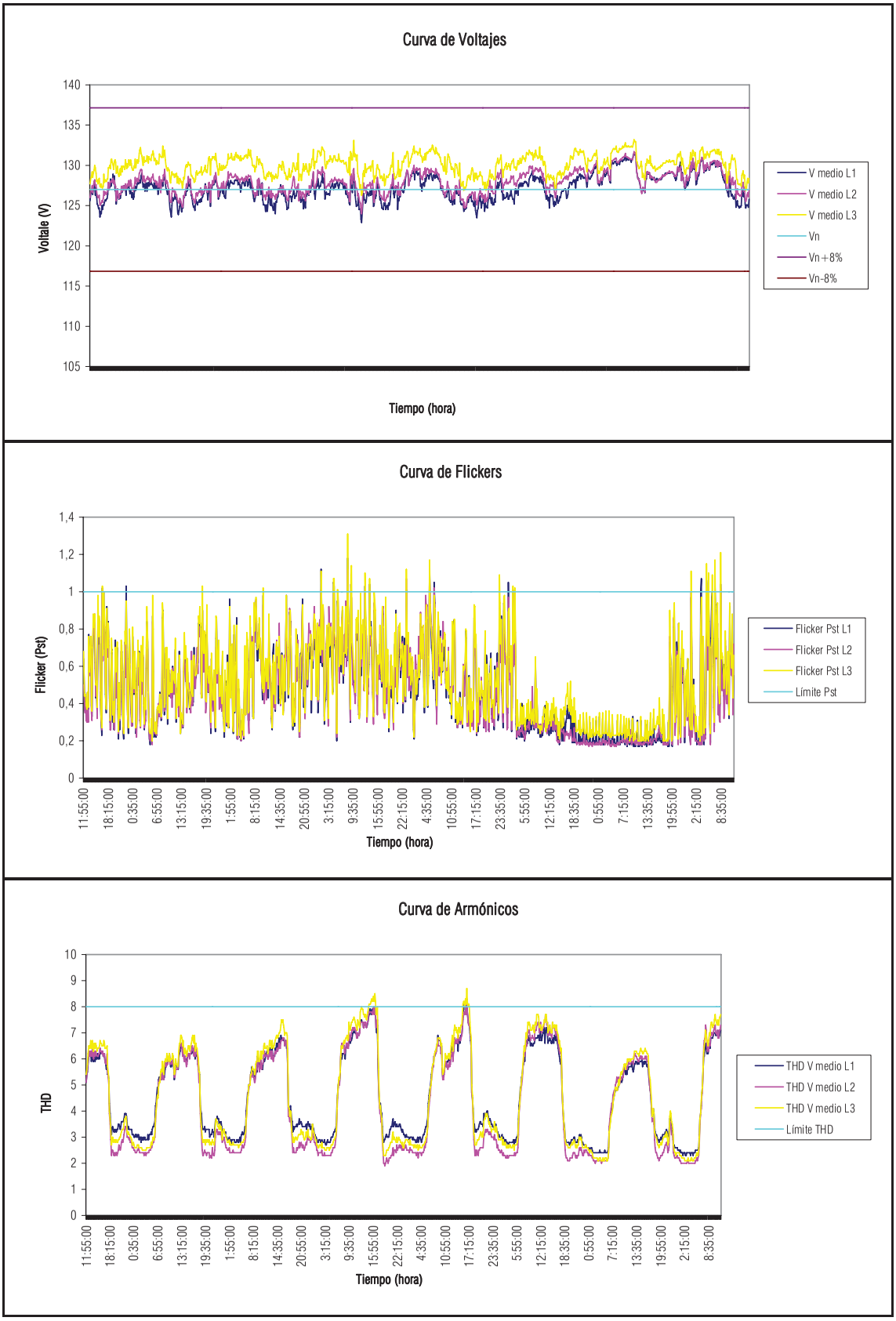


CONCLUSIONES:

CON LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN EL TRANSFORMADOR SE DETERMINO QUE:

* EL NIVEL DE VOLTAJE, FLICKERS Y DISTORSIÓN ARMÓNICA ESTÁN DENTRO DE LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC

* LOS NIVELES DE FACTOR DE POTENCIA NO CUMPLE CON LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC


Curva de Voltajes
Voltaje (V)
140
135
130
125
120
115
110
105
Tiempo (hora)
V medio L1
V medio L2
V medio L3
Vn
Vn+8%
Vn-8%
Curva de Flickers
Flicker (Pst)
1,4
1,2
1
0,8
0,6
0,4
0,2
0
11:55:00
18:15:00
0:35:00
6:55:00
13:15:00
19:35:00
1:55:00
8:15:00
14:35:00
20:55:00
3:15:00
9:35:00
15:55:00
22:15:00
4:35:00
10:55:00
17:15:00
23:35:00
5:55:00
12:15:00
18:35:00
0:55:00
7:15:00
13:35:00
19:55:00
2:15:00
8:35:00
Tiempo (hora)
Flicker Pst L1
Flicker Pst L2
Flicker Pst L3
Límite Pst
Curva de Armónicos
THD
10
9
8
7
6
5
4
3
2
1
0
11:55:00
18:15:00
0:35:00
6:55:00
13:15:00
19:35:00
1:55:00
8:15:00
14:35:00
20:55:00
3:15:00
9:35:00
15:55:00
22:15:00
4:35:00
10:55:00
17:15:00
23:35:00
5:55:00
12:15:00
18:35:00
0:55:00
7:15:00
13:35:00
19:55:00
2:15:00
8:35:00
Tiempo (hora)
THD V medio L1
THD V medio L2
THD V medio L3
Límite THD

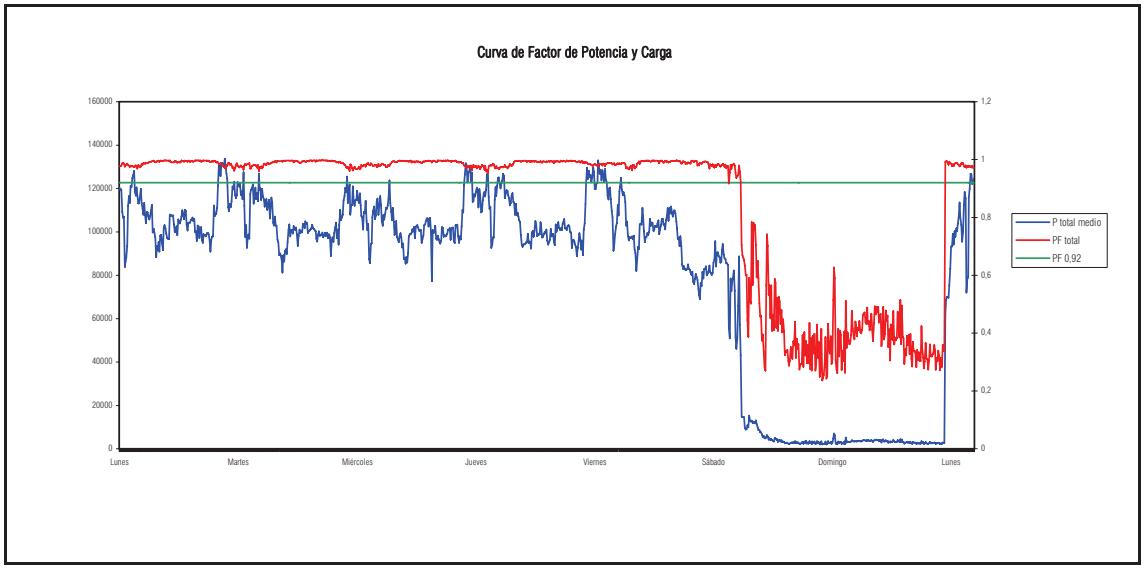


Tabla 4.40 Factor de Potencia vs. Carga transformador #2680 – Industrial

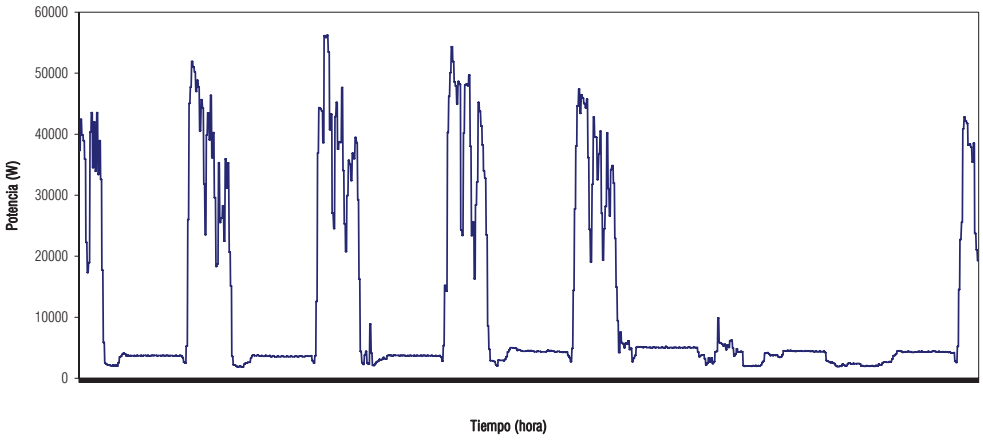
RESUMEN DE CALIDAD DEL PRODUCTO

Transformador Nº.	18070			
Montaje	SVT1	**Equipo Instalado**	1744 Power Quality Logger	
Fases	TRIFÁSICO	**Número de Serie**	20899AC/W1	
Potencia (kVA)	500	**Fecha de Instalación**	09/03/2009	
Propiedad	EMPRESA	**Fecha de Retiro**	16/03/2009	
Voltaje en media tensión (kV)	22,8 GRDY/13,2	**Días de Lectura**	7	
Voltaje en baja tensión (V)	220/127	**Intervalo de registro**	5	min
Subestación	59	**Número de registros**	2016	
Primario	C			
Sitio de la Instalación:	Bornes de B.T Transformador 18070 de 500 kVA			

FACTOR DE CARGA	0,21	DEMANDA MEDIA	11587,97	**W**
FACTOR DE DEMANDA	0,11	PÉRDIDAS PROMEDIO	10	**W**
FACTOR DE PÉRDIDAS	0,10	PÉRDIDAS MÁXIMAS	97	**W**

DESCRIPCIÓN PARÁMETRO ANALIZADO	MAX	MIN	CUMPLE REGULACIÓN CONELEC 004/01	OBSERVACIONES
DEMANDA [KW]	56,23	1,85		
FACTOR DE POTENCIA FASE 1	1,000	0,496	NO	El 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
FACTOR DE POTENCIA FASE 2	1,000	0,407	NO	El 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
FACTOR DE POTENCIA FASE 3	1,000	0,551	NO	El 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
VOLTAJE FASE 1 [V]	132,92	126,46	SI	
VOLTAJE FASE 2 [V]	134,14	127,40	SI	
VOLTAJE FASE 3 [V]	133,82	127,24	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 1	1,38	0,00	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 2	1,52	0,00	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 3	1,56	0,00	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 1 (%):	6,52	1,12	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 2 (%):	6,51	1,16	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 3 (%):	6,71	1,00	SI	
CORRIENTE FASE 1 [A]	194,80	9,80		
CORRIENTE FASE 2 [A]	193,80	0,00		
CORRIENTE FASE 3 [A]	153,50	8,20		

Curva de Carga Intervalo de 15 minutos

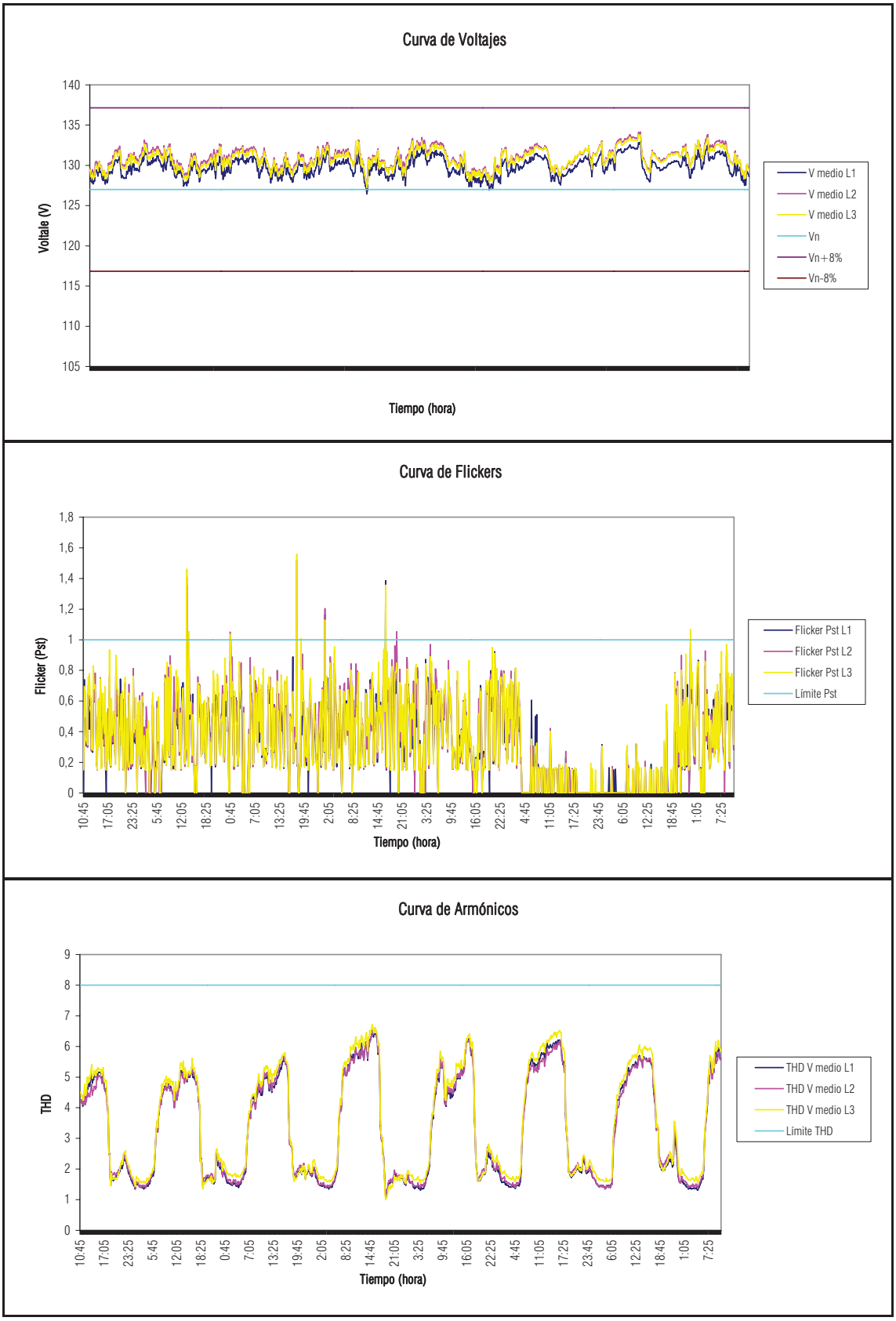


CONCLUSIONES:

CON LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN EL TRANSFORMADOR SE DETERMINO QUE:

* EL NIVEL DE VOLTAJE, FLICKERS Y DISTORSIÓN ARMÓNICA ESTÁN DENTRO DE LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC

* LOS NIVELES DE FACTOR DE POTENCIA NO CUMPLE CON LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC


Curva de Voltajes
Voltaje (V)
140
135
130
125
120
115
110
105
Tiempo (hora)
V medio L1
V medio L2
V medio L3
Vn
Vn+8%
Vn-8%
Curva de Flickers
Flicker (Pst)
1,8
1,6
1,4
1,2
1
0,8
0,6
0,4
0,2
0
10:45 17:05 23:25 5:45 12:05 18:25 0:45 7:05 13:25 19:45 2:05 8:25 14:45 21:05 3:25 9:45 16:05 22:25 4:45 11:05 17:25 23:45 6:05 12:25 18:45 1:05 7:25
Tiempo (hora)
Flicker Pst L1
Flicker Pst L2
Flicker Pst L3
Límite Pst
Curva de Armónicos
THD
9
8
7
6
5
4
3
2
1
0
10:45 17:05 23:25 5:45 12:05 18:25 0:45 7:05 13:25 19:45 2:05 8:25 14:45 21:05 3:25 9:45 16:05 22:25 4:45 11:05 17:25 23:45 6:05 12:25 18:45 1:05 7:25
Tiempo (hora)
THD V medio L1
THD V medio L2
THD V medio L3
Límite THD

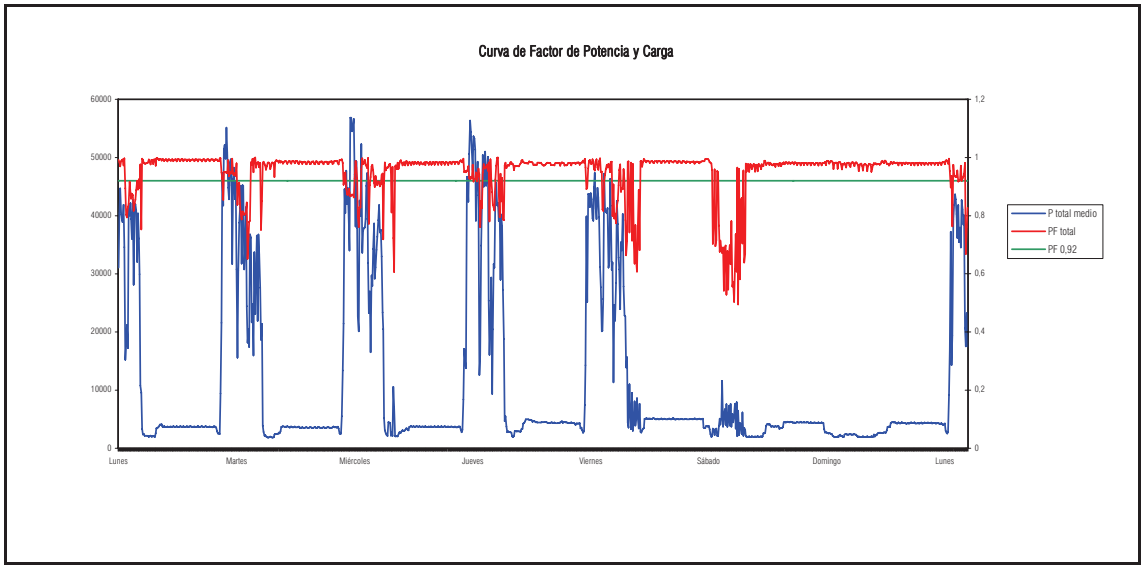


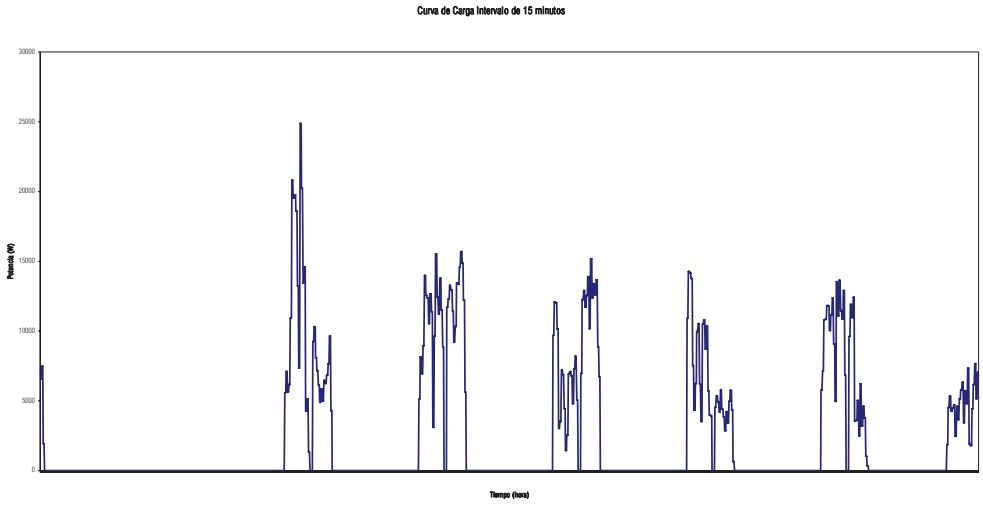
Tabla 4.41 Factor de Potencia vs. Carga transformador #18070 – Industrial

RESUMEN DE CALIDAD DEL PRODUCTO

Transformador Nº.	31285			
Montaje	SVT1	**Equipo Instalado**	1744 Power Quality Logger	
Fases	TRIFÁSICO	**Número de Serie**	20947CA/W3	
Potencia (kVA)	800	**Fecha de Instalación**	28/02/2009	
Propiedad	EMPRESA	**Fecha de Retiro**	07/03/2009	
Voltaje en media tensión (kV)	22,8 GRDY/13,2	**Días de Lectura**	7	
Voltaje en baja tensión (V)	440/254	**Intervalo de registro**	5	min
Subestación	59	**Número de registros**	2016	
Primario	C			
Sitio de la Instalación:	Bornes de B.T Transformador 31285 de 800 kVA			

FACTOR DE CARGA	0,09	DEMANDA MEDIA	2325,50	**W**
FACTOR DE DEMANDA	0,03	PÉRDIDAS PROMEDIO	4	**W**
FACTOR DE PÉRDIDAS	0,08	PÉRDIDAS MÁXIMAS	54	**W**

DESCRIPCIÓN PARÁMETRO ANALIZADO	MAX	MIN	CUMPLE REGULACIÓN CONELEC 004/01	OBSERVACIONES
DEMANDA [KW]	24,88	0,00		
FACTOR DE POTENCIA FASE 1	1,000	0,159	NO	El 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
FACTOR DE POTENCIA FASE 2	1,000	0,039	NO	El 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
FACTOR DE POTENCIA FASE 3	1,000	0,041	NO	El 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
VOLTAJE FASE 1 [V]	264,20	250,99	SI	
VOLTAJE FASE 2 [V]	262,47	249,96	SI	
VOLTAJE FASE 3 [V]	265,48	252,28	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 1	0,00	0,00	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 2	0,00	0,00	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 3	0,00	0,00	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 1 (%):	17,90	0,00	NO	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 2 (%):	17,80	0,00	NO	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 3 (%):	16,50	0,00	NO	
CORRIENTE FASE 1 [A]	91,90	0,00		
CORRIENTE FASE 2 [A]	87,40	0,00		
CORRIENTE FASE 3 [A]	88,30	0,00		

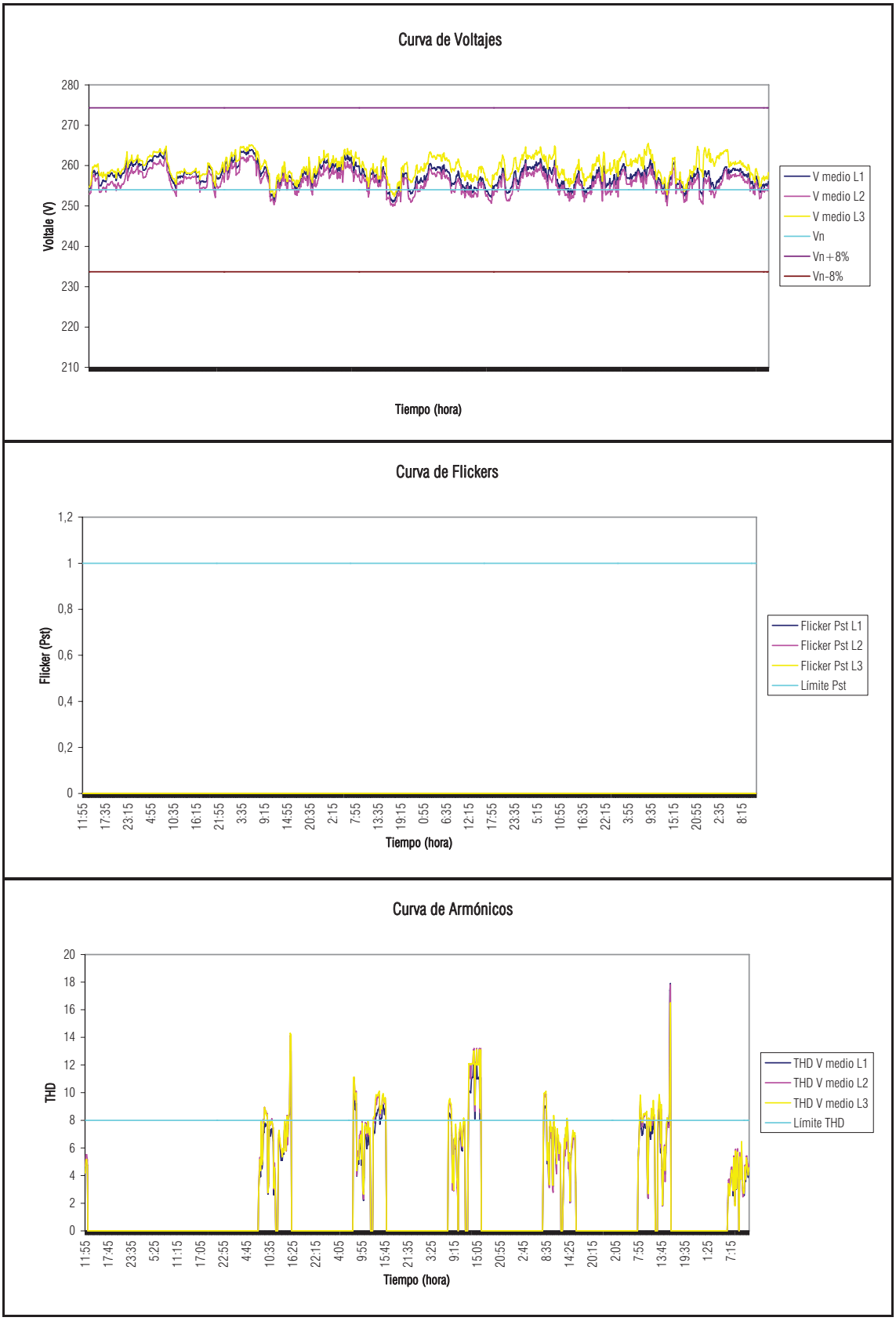


CONCLUSIONES:

CON LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN EL TRANSFORMADOR SE DETERMINO QUE:

* EL NIVEL DE VOLTAJE, FLICKERS Y DISTORSIÓN ARMÓNICA ESTÁN DENTRO DE LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC

* LOS NIVELES DE FACTOR DE POTENCIA NO CUMPLE CON LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC


Curva de Voltajes
Voltaje (V)
280
270
260
250
240
230
220
210
Tiempo (hora)
V medio L1
V medio L2
V medio L3
Vn
Vn+8%
Vn-8%
Curva de Flickers
Flicker (Pst)
1,2
1
0,8
0,6
0,4
0,2
0
11:55 17:35 23:15 4:55 10:35 16:15 21:55 3:35 9:15 14:55 20:35 2:15 7:55 13:35 19:15 0:55 6:35 12:15 17:55 23:35 5:15 10:55 16:35 22:15 3:55 9:35 15:15 20:55 2:35 8:15
Tiempo (hora)
Flicker Pst L1
Flicker Pst L2
Flicker Pst L3
Límite Pst
Curva de Armónicos
THD
20
18
16
14
12
10
8
6
4
2
0
11:55 17:45 23:35 5:25 11:15 17:05 22:55 4:45 10:35 16:25 22:15 4:05 9:55 15:45 21:35 3:25 9:15 15:05 20:55 2:45 8:35 14:25 20:15 2:05 7:55 13:45 19:35 1:25 7:15
Tiempo (hora)
THD V medio L1
THD V medio L2
THD V medio L3
Límite THD

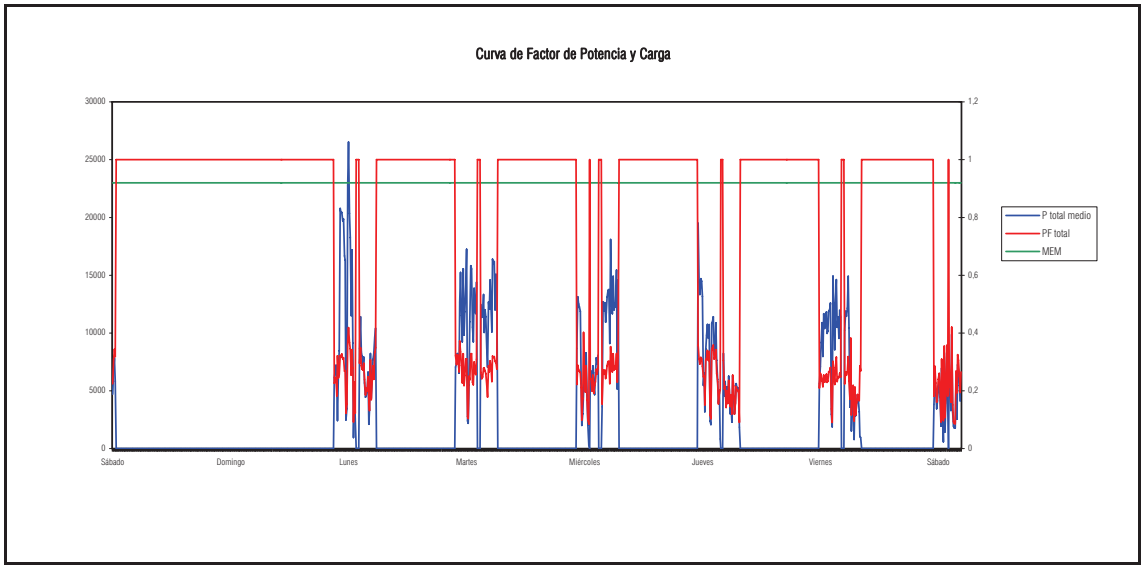


Tabla 4.42 Factor de Potencia vs. Carga transformador #31285 – Industrial

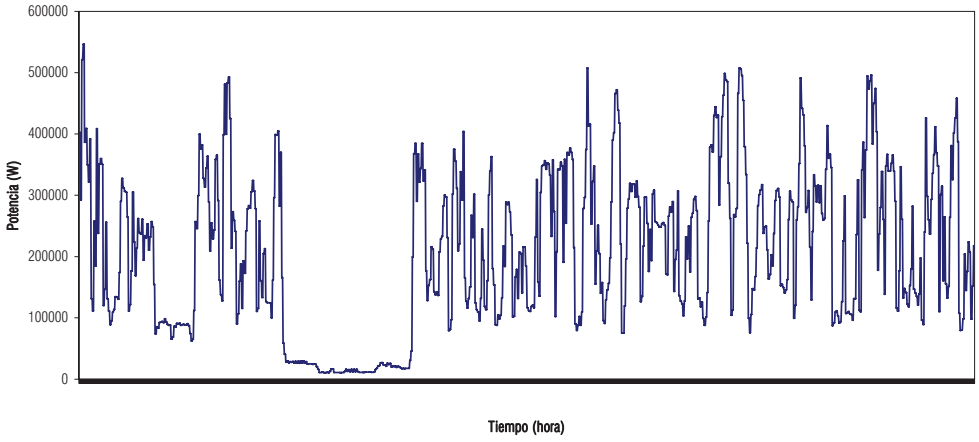
RESUMEN DE CALIDAD DEL PRODUCTO

Transformador Nº.	15510			
Montaje	SVT1	**Equipo Instalado**	1744 Power Quality Logger	
Fases	TRIFÁSICO	**Número de Serie**	20915CA/W1	
Potencia (kVA)	1500	**Fecha de Instalación**	20/03/2009	
Propiedad	EMPRESA	**Fecha de Retiro**	27/03/2009	
Voltaje en media tensión (kV)	22,8 GRDY/13,2	**Días de Lectura**	7	
Voltaje en baja tensión (V)	440/254	**Intervalo de registro**	5	min
Subestación	59	**Número de registros**	2016	
Primario	C			
Sitio de la Instalación:	Bornes de B.T Transformador 15510 de 1500 kVA			

FACTOR DE CARGA	0,38	DEMANDA MEDIA	206802,25	**W**
FACTOR DE DEMANDA	0,36	PÉRDIDAS PROMEDIO	472	**W**
FACTOR DE PÉRDIDAS	0,19	PÉRDIDAS MÁXIMAS	2457	**W**

DESCRIPCIÓN PARÁMETRO ANALIZADO	MAX	MIN	CUMPLE REGULACIÓN CONELEC 004/01	OBSERVACIONES
DEMANDA [KW]	546,49	10,58		
FACTOR DE POTENCIA FASE 1	1,000	0,310	NO	El 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
FACTOR DE POTENCIA FASE 2	1,000	0,300	NO	El 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
FACTOR DE POTENCIA FASE 3	1,000	0,277	NO	El 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
VOLTAJE FASE 1 [V]	264,46	250,25	SI	
VOLTAJE FASE 2 [V]	267,19	253,42	SI	
VOLTAJE FASE 3 [V]	266,21	252,00	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 1	1,45	0,00	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 2	1,69	0,00	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 3	1,99	0,00	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 1 (%):	48,10	11,60	NO	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 2 (%):	51,80	10,20	NO	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 3 (%):	45,30	8,61	NO	
CORRIENTE FASE 1 [A]	845,90	44,10		
CORRIENTE FASE 2 [A]	826,20	31,70		
CORRIENTE FASE 3 [A]	768,90	42,10		

Curva de Carga Intervalo de 15 minutos

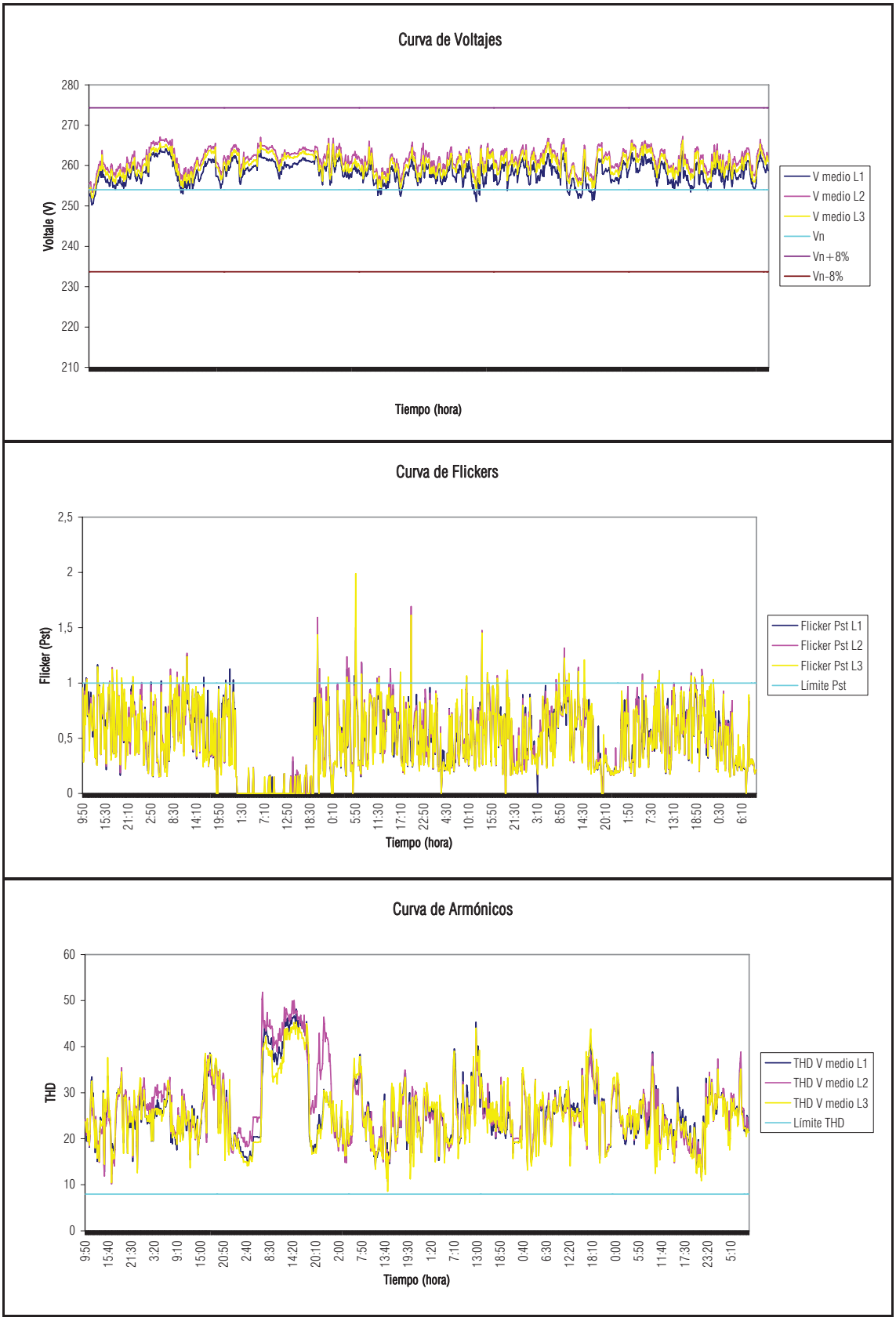


CONCLUSIONES:

CON LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN EL TRANSFORMADOR SE DETERMINO QUE:

* EL NIVEL DE VOLTAJE, FLICKERS Y DISTORSIÓN ARMÓNICA ESTÁN DENTRO DE LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC

* LOS NIVELES DE FACTOR DE POTENCIA NO CUMPLE CON LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC


Curva de Voltajes
Voltaje (V)
280
270
260
250
240
230
220
210
Tiempo (hora)
V medio L1
V medio L2
V medio L3
Vn
Vn+8%
Vn-8%
Curva de Flickers
Flicker (Pst)
2,5
2
1,5
1
0,5
0
9:50
15:30
21:10
2:50
8:30
14:10
19:50
1:30
7:10
12:50
18:30
0:10
5:50
11:30
17:10
22:50
4:30
10:10
15:50
21:30
3:10
8:50
14:30
20:10
1:50
7:30
13:10
18:50
0:30
6:10
Tiempo (hora)
Flicker Pst L1
Flicker Pst L2
Flicker Pst L3
Límite Pst
Curva de Armónicos
THD
60
50
40
30
20
10
0
9:50
15:40
21:30
3:20
9:10
15:00
20:50
2:40
8:30
14:20
20:10
2:00
7:50
13:40
19:30
1:20
7:10
13:00
18:50
0:40
6:30
12:20
18:10
0:00
5:50
11:40
17:30
23:20
5:10
Tiempo (hora)
THD V medio L1
THD V medio L2
THD V medio L3
Límite THD

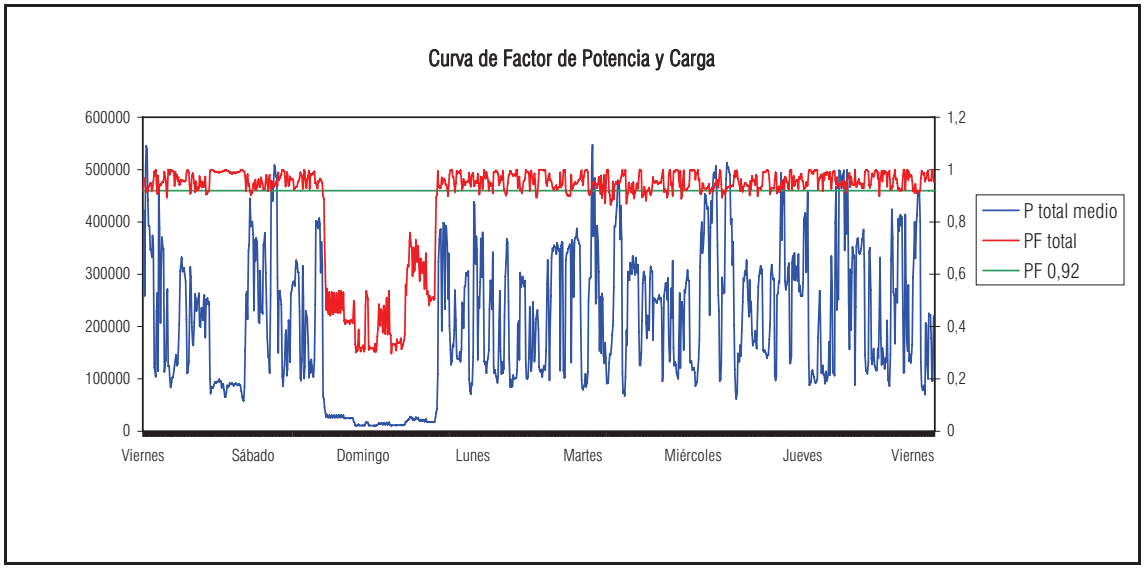


Tabla 4.43 Factor de Potencia vs. Carga transformador #15510 – Industrial

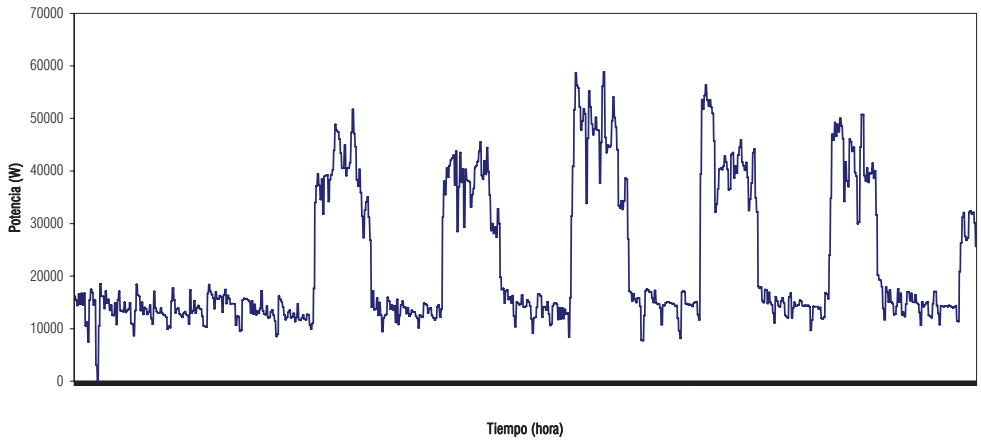
RESUMEN DE CALIDAD DEL PRODUCTO

Transformador Nº.	10102			
Montaje	SVT1	**Equipo Instalado**	1744 Power Quality Logger	
Fases	TRIFÁSICO	**Número de Serie**	20915CA/W1	
Potencia (kVA)	500	**Fecha de Instalación**	28/02/2009	
Propiedad	EMPRESA	**Fecha de Retiro**	07/03/2009	
Voltaje en media tensión (kV)	22,8 GRDY/13,2	**Días de Lectura**	7	
Voltaje en baja tensión (V)	440/254	**Intervalo de registro**	5	min
Subestación	59	**Número de registros**	2016	
Primario	C			
Sitio de la Instalación:	Bornes de B.T Transformador 10102 de 500 kVA			

FACTOR DE CARGA	0,39	DEMANDA MEDIA	22692,83	**W**
FACTOR DE DEMANDA	0,12	PÉRDIDAS PROMEDIO	19	**W**
FACTOR DE PÉRDIDAS	0,23	PÉRDIDAS MÁXIMAS	81	**W**

DESCRIPCIÓN PARÁMETRO ANALIZADO	MAX	MIN	CUMPLE REGULACIÓN CONELEC 004/01	OBSERVACIONES
DEMANDA [KW]	58,89	0,00		
FACTOR DE POTENCIA FASE 1	0,996	0,000	NO	El 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
FACTOR DE POTENCIA FASE 2	0,995	0,000	NO	El 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
FACTOR DE POTENCIA FASE 3	0,988	0,000	NO	El 0% DE REGISTROS ESTÁ FUERA DE LÍMITES PERMITIDOS
VOLTAJE FASE 1 [V]	269,90	0,00	SI	
VOLTAJE FASE 2 [V]	271,50	0,00	SI	
VOLTAJE FASE 3 [V]	272,70	0,00	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 1	1,21	0,00	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 2	1,25	0,00	SI	
FLICKER CORTA DURACIÓN FASE 3	1,28	0,00	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 1 (%):	7,00	0,00	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 2 (%):	7,00	0,00	SI	
DISTORSIÓN ARMÓNICOS VOLTAJE (THD) FASE 3 (%):	7,10	0,00	SI	
CORRIENTE FASE 1 [A]	79,80	0,00		
CORRIENTE FASE 2 [A]	90,60	0,00		
CORRIENTE FASE 3 [A]	81,50	0,00		

Curva de Carga Intervalo de 15 minutos

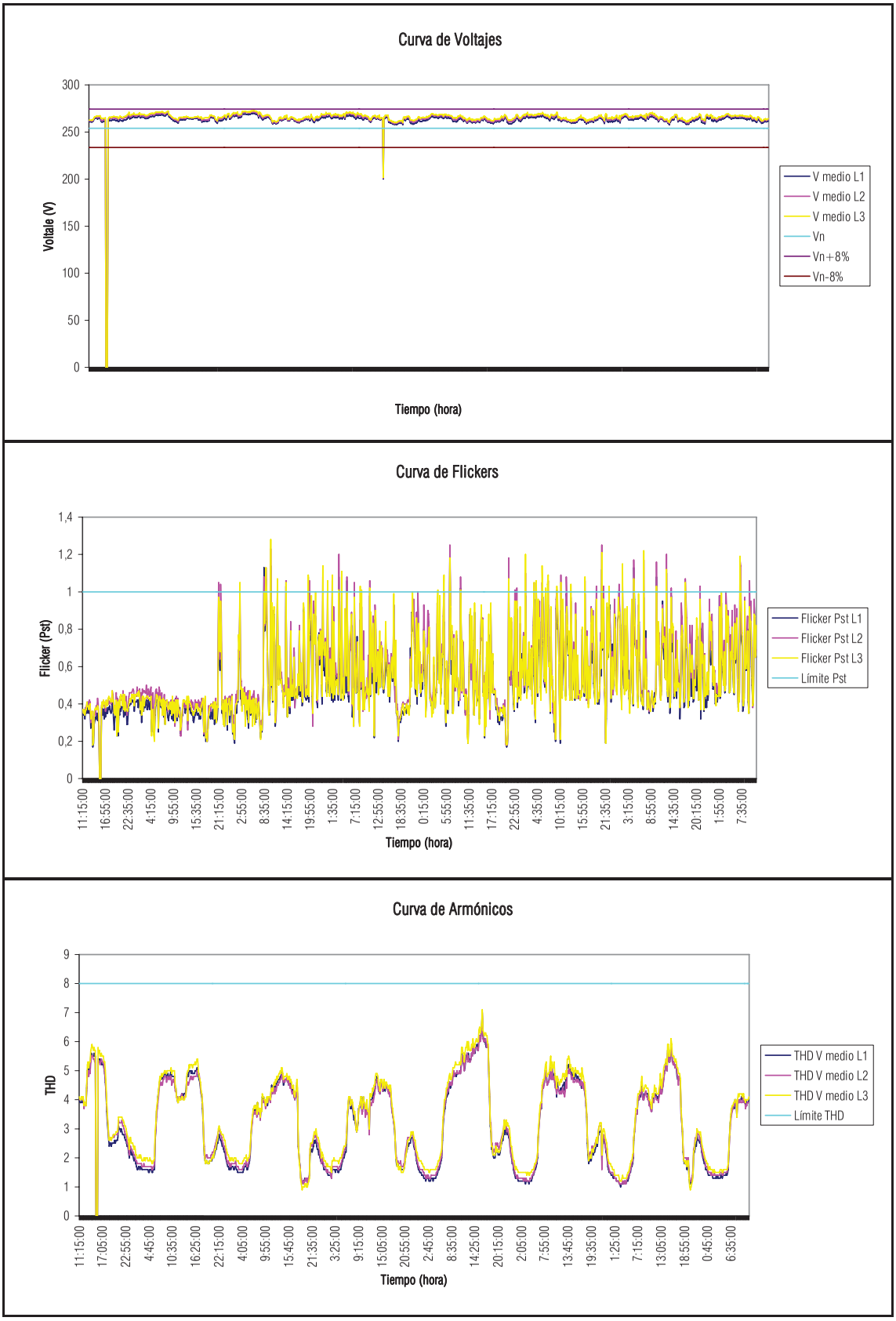


CONCLUSIONES:

CON LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN EL TRANSFORMADOR SE DETERMINO QUE:

* EL NIVEL DE VOLTAJE, FLICKERS Y DISTORSIÓN ARMÓNICA ESTÁN DENTRO DE LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC

* LOS NIVELES DE FACTOR DE POTENCIA NO CUMPLE CON LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN LA REGULACIÓN 004/01 DEL CONELEC


Curva de Voltajes
Voltaje (V)
300
250
200
150
100
50
0
Tiempo (hora)
V medio L1
V medio L2
V medio L3
Vn
Vn+8%
Vn-8%
Curva de Flickers
Flicker (Pst)
1,4
1,2
1
0,8
0,6
0,4
0,2
0
11:15:00
16:55:00
22:35:00
4:15:00
9:55:00
15:35:00
21:15:00
2:55:00
8:35:00
14:15:00
19:55:00
1:35:00
7:15:00
12:55:00
18:35:00
0:15:00
5:55:00
11:35:00
17:15:00
22:55:00
4:35:00
10:15:00
15:55:00
21:35:00
3:15:00
8:55:00
14:35:00
20:15:00
1:55:00
7:35:00
Tiempo (hora)
Flicker Pst L1
Flicker Pst L2
Flicker Pst L3
Límite Pst
Curva de Armónicos
THD
9
8
7
6
5
4
3
2
1
0
11:15:00
17:05:00
22:55:00
4:45:00
10:35:00
16:25:00
22:15:00
4:05:00
9:55:00
15:45:00
21:35:00
3:25:00
9:15:00
15:05:00
20:55:00
2:45:00
8:35:00
14:25:00
20:15:00
2:05:00
7:55:00
13:45:00
19:35:00
1:25:00
7:15:00
13:05:00
18:55:00
0:45:00
6:35:00
Tiempo (hora)
THD V medio L1
THD V medio L2
THD V medio L3
Límite THD

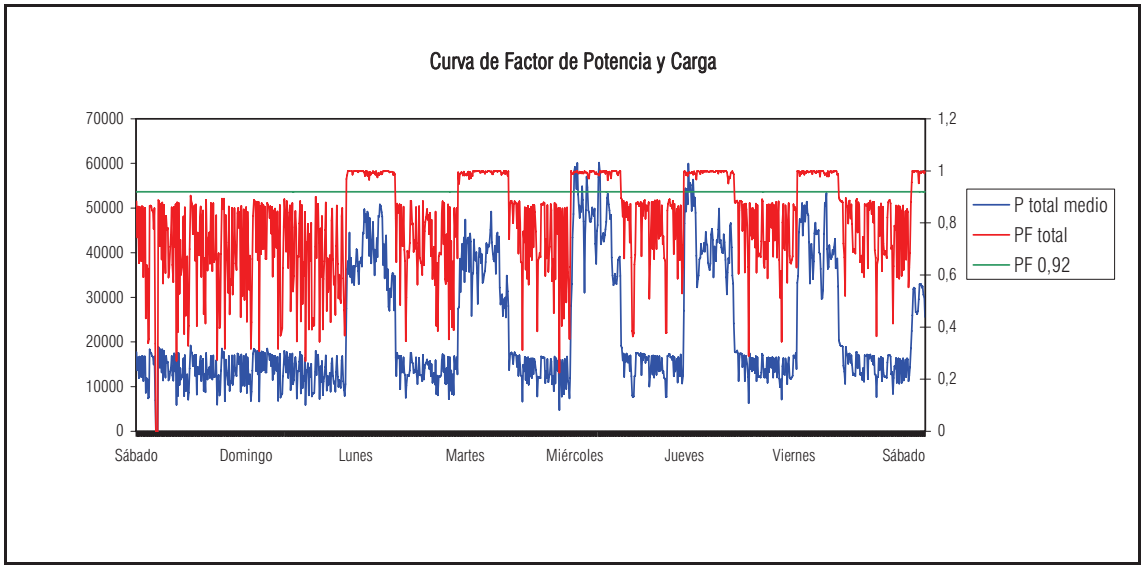


Tabla 4.44 Factor de Potencia vs. Carga transformador #10102 – Industrial

Resumen de Calidad de Producto y Cargabilidad							
Número de Transformador	**Calidad de Voltaje**	**Parpadeo**	**Armónicos**	**Factor de Potencia**	**Factor de Carga**	**Factor de Demanda**	**Factor de Pérdidas**
22860	Cumple	Cumple	Cumple	No Cumple	0,41	0,46	0,22
15510	Cumple	Cumple	No Cumple	No Cumple	0,38	0,36	0,19
5487	Cumple	Cumple	No Cumple	No Cumple	0,27	0,11	0,16
10102	Cumple	Cumple	Cumple	No Cumple	0,39	0,12	0,23
31285	Cumple	Cumple	No Cumple	No Cumple	0,09	0,03	0,08
100285	Cumple	Cumple	Cumple	No Cumple	0,24	0,2	0,15
2680	Cumple	Cumple	Cumple	No Cumple	0,6	0,53	0,46
33883	Cumple	Cumple	No Cumple	No Cumple	0,24	0,24	0,05
161867	Cumple	Cumple	Cumple	No Cumple	0,42	0,15	0,24
18070	Cumple	Cumple	Cumple	No Cumple	0,21	0,11	0,1

Tabla 4F Resumen de Calidad de Producto y Cargabilidad - Cámaras

4.1.3 MEDICIÓN DE PARARRAYOS PARA PROTECCIÓN DE LÍNEAS

A. Sistema de Puesta a Tierra

Pararrayos	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA			
	Mediciones	Detalle de Instalacion		
# Empresa	Resistencia de varilla de PT [Ω]	Disposicion Tipo	Profundidad [cm] (A)	Separacion del Poste [cm] (B)
2241401	17,7	T1-1	23	15
2249240	20	T1-1	35	22
2179300	S/M	---	---	---

S/M: Sin medición

Tabla 4.45 Medición de Sistemas de Puesta a Tierra – Pararrayos Ubicados en Líneas

4.2 DIAGNÓSTICO DEL ESTADO DEL SERVICIO ELÉCTRICO DEL ALIMENTADOR

4.2.1 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Las conexiones a tierra para Sistemas de Distribución, se efectuarán, por lo menos, en los siguientes puntos:

- Para redes de distribución en aéreas urbanas: En los centros de transformación y en los dos terminales del circuito secundario más alejados del transformador.
- Para redes de distribución en aéreas rurales: Similar al punto anterior y además para circuitos secundarios prolongados en puntos intermedios a intervalos de 200 m.
- Para circuitos primarios y líneas de distribución a 22,8 kV, con neutro continuo: A intervalos de aproximadamente 300 m en toda su longitud y además en los puntos terminales.

El valor de resistencia de puesta a tierra para instalaciones aéreas es 25 ohmios y para instalaciones subterráneas es 5 ohmios. [9]

4.2.2 CALIDAD DEL PRODUCTO TÉCNICO

4.2.2.1 Calidad de Voltaje

La calidad del voltaje se determina como las variaciones de los valores eficaces (rms) medidos cada 10 minutos, con relación al voltaje nominal (para sistemas trifásicos 121V y monofásicos 120V). Ver ecuación 4.1.

$$\Delta V_k(\%) = \frac{V_k - V_n}{V_n} \cdot 100 \qquad (4.1)$$

Donde:

ΔV_k: variación de voltaje, en el punto de medición, en el intervalo k de 10 minutos.

V_k: voltaje eficaz (rms) medido en cada intervalo de medición k de 10 minutos.

V_n: voltaje nominal en el punto de medición.

El Distribuidor no cumple con el nivel de voltaje en el punto de medición respectivo, cuando durante un 5% o más del período de medición de 7 días continuos, el servicio lo suministra incumpliendo el límite de voltaje, que para baja tensión en la segunda etapa es del ± 8,0%. [10]

4.2.2.2 Perturbaciones

- **Parpadeo (Flicker)**

Para efectos de la evaluación de la calidad, en cuanto al flicker, se considerará el Índice de Severidad por Flicker de Corta duración (Pst), en intervalos de medición de 10 minutos, que no deberá superar la unidad, puesto que es el tope de irritabilidad asociado a la fluctuación máxima de luminancia que puede soportar el ojo humano.

El suministro de electricidad no cumple con el nivel admisible antes mencionado, cuando durante un 5% o más del período de medición de 7 días, las perturbaciones superan esa unidad. [10]

- **Armónicos**

Los valores eficaces (rms) de los voltajes armónicos individuales (V_i') y los THD, expresados como porcentaje del voltaje nominal del punto de medición respectivo, no deben superar los valores límite (V_i' y THD') señalados en la Tabla 4.46. [10]

ORDEN (n) ARMÓNICA Y THD	TOLERANCIA Vi' o THD' (% respecto al voltaje nominal del punto de medición)
	V ≤ 40 kV (trafos de distribución)
Impares no múltiplos de 3	
5	6.0
7	5.0
11	3.5
13	3.0
17	2.0
19	1.5
13	1.5
25	1.5
>25	0.2 + 1.3*25/n
Impares múltiplos de 3	
3	5.0
9	1.5
15	0.3
21	0.2
>21	0.2
Pares	
2	2.0
4	1.0
6	0.5
8	0.5
10	0.5
12	0.2
>12	0.5
THD	**8.0**

Tabla 4.46 Tolerancia THD para Armónicas

4.2.2.3 Factor de Potencia

Si en el 5% o más del período evaluado (7 días), el valor del factor de potencia es inferior al límite (0.92), el consumidor está incumpliendo con el índice de calidad. [10]

4.2.3 ESTUDIO DE CARGA ELÉCTRICA

Para el estudio de la carga se tomará en cuenta la curva de potencia media para un periodo de 15 minutos y partiendo de esta, se analizará los siguientes parámetros.

4.2.3.1 Factor de Demanda

Si el factor de demanda es menor que 1, entonces el transformador está cargado en forma razonable, caso contrario, el transformador está sobrecargado.

$$\text{Fact. Dem.} = \frac{\hat{D}}{CI} \leq 1 \qquad (4.2)$$

Donde:

$\hat{D}$ Demanda máxima.

CI Carga instalada – Capacidad nominal del transformador.

4.2.3.2 Factor de Carga

El factor de carga es la relación entre la demanda media respecto a la demanda máxima.

$$\text{Fact. Car.} = \frac{\overline{D}}{\hat{D}} \qquad (4.3)$$

Donde:

$\overline{D}$ Demanda media.

$\hat{D}$ Demanda máxima.

La demanda media se obtiene dividiendo la energía medida en intervalos de 15 minutos para el periodo de medición y la energía es el área bajo la curva de la demanda, entonces tenemos:

$$\overline{D} = \frac{E}{T} \qquad (4.4)$$

Donde:

E Energia.

T Período.

4.2.3.3 Factor de Pérdidas

4.1.1.3.

4.1.1.4.

El factor de pérdidas es la relación entre las pérdidas promedio respecto a las pérdidas máximas.

$$\text{Fact. Per.} = \frac{\overline{P}er}{\hat{P}er} \tag{4.5}$$

Donde:

$\overline{P}er$ Pérdidas promedio.

$\hat{P}er$ Pérdidas máximas.

Las pérdidas medias se obtienen dividiendo las pérdidas de energía resistivas en intervalos de 15 minutos para el periodo de medición, entonces tenemos:

$$\overline{P}er = \frac{Per.Er}{T} \tag{4.6}$$

Donde:

Per.Er Pérdidas de energía resistivas

T Período

Las pérdidas de energía resistivas se las obtiene calculando en cada intervalo mencionado (15 minutos) de la siguiente manera: [11]

$$Per.Er_i = \left(\frac{D_i \cdot fpDmax}{Dmax \cdot fp_i} \right)^2 \cdot PtDmax \tag{4.7}$$

Donde:

D_i Demanda en el intervalo i de 15 minutos

Dmax Demanda máxima

fp_i Factor de potencia en el intervalo i

fpDmax Factor de potencia a demanda máxima

PtDmax Pérdidas del transformador a demanda máxima

Las pérdidas del transformador a demanda máxima se determinan a partir de la siguiente expresión:

$$PtDmax = Pc_{trafo} \cdot \left(\frac{Dmax}{P_{trafo}} \right)^2 \qquad (4.8)$$

Donde:

Pc_{trafo} Pérdidas resistivas del transformador

Dmax Demanda máxima

P_{trafo} Potencia nominal del transformador

4.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.3.1 TRANSFORMADORES EN INSTALACIÓN AÉREA

4.3.1.1 Sistema de Puesta a Tierra

Lo más notorio en el diagnóstico fue ver el no cumplimiento de las Normas de la EEQ, pues el factor común en los transformadores en instalacion aérea fue encontrar un sistema de puesta a tierra con disposición híbrida, es decir 2(T1-1), con 2 bajantes (una de la carcasa del transformador y otra de los pararrayos), cada una con una varilla, separadas éstas a su vez 20 o 30 cm.

Tanto las varillas como los conectores estaban sulfatados, en algunos casos no existía conector sino simplemente, el conductor de cobre está entorchado a las varillas, e inclusive se encontraron varillas de ½'', pera las Normas de la EEQ establecen usar varillas de 5/8''.

La ubicación de los pararrayos montados en crucetas sobre los transformadores fue cambiada siguiendo las Normas de la EEQ, que nos establece instalarlo junto al transformador.

Como se mencionó, la resistencia del sistema de puesta a tierra para instalaciones aéreas debe ser como máximo 25 ohmios según las Normas de la EEQ, por lo que en las mediciones donde no se lograron estos resultados, se procedió a mejorar éste sistema de puesta a tierra según sea necesario tomando en cuenta la resistividad del suelo, y se obtuvo lo mostrado en la Tabla 4.47.

	Transformador	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA – MEJORAS				
		Mediciones	Detalle de Instalación			
	# Empresa	Resistencia de varilla de PT [Ω]	Disposición Tipo	Profundidad [cm] (A)	Separación del Poste [cm] (B)	Longitud de Contrapeso [cm] (C)
Zona 1	17742	23	T1-2	22	30	250
	76840	16	T1-2	40	60	250
Zona 2	41718	13.8	T1-2	25	18	250
	165081	12.3	T1-2	30	20	250
	163672	10.5	T1-2	20	12	250
Zona 3	24775	17.1	T1-2	55	20	250
	24776	10.5	T1-2	55	16	250
	24777	12	T1-2	56	25	250
	24778	14.4	T1-2	63	10	250
	24779	9.2	T1-2	61	15	250
	24780	12	T1-2	59	12	250
Zona 4	24942	12.2	T1-2	31	24	250
	6238	10.3	T1-2	20	15	250
	101425	23.1	T1-1-C	20	18	200
	101423	13.8	T1-1-C	20	20	200
	101422	14	T1-2	20	15	250
	36372	16	T1-1	25	20	---
	107166	10.2	T1-2	25	12	250
	107168	16	T1-1	23	10	---
Zona 5	34100	17.4	T1-1-C	20	22	200
	37697	15.9	T1-2	20	20	250
	37673	12	T1-2	20	15	250
	36869	22.1	T1-2	23	17	250

Tabla 4.47 Mejoras del SPT.

Siendo:

T1-1: Disposición con una sola varilla de puesta a tierra.

T1-1-C: Disposición con una varilla de puesta a tierra y un contrapeso de 2 m de conductor de Cu Nº 2 AWG.

T1-2: Disposición con 2 varillas de puesta a tierra separadas 2.5 m con conductor de Cu Nº 2 AWG.

Al momento de realizar las mejoras no solamente se cambiaron los conectores sino que también para evitar un posible desajuste de los mismos con la varilla y

con el conductor de cobre, se los soldó. En la revisión 04 de las Normas de la EEQ se recomienda la utilización de la suelda Cadweld para estos trabajos.

En la Tabla 4.48 se demuestra que el 100% de las instalaciones de puesta a tierra no cumplen con lo especificado en las Normas de la EEQ, corroborando la hipótesis planteada para el calculo del espacio muestral n_1 SPT

Zona	Nº Trafo	Disposicion Tipo Encontrada	Disposicion Tipo Normas EEQ
1	76840	2T1-1	T1-2
	17742	T1-1	T1-2
2	41718	T1-1	T1-2
	165081	T1-1	T1-2
	163672	T1-1	T1-2
3	24775	2T1-1	T1-2
	24776	2T1-1	T1-2
	24777	2T1-1	T1-2
	24778	2T1-1	T1-2
	24779	2T1-1	T1-2
	24780	2T1-1	T1-2
4	24942	2T1-1	T1-2
	6238	2T1-1	T1-2
	101422	2T1-1	T1-2
	101423	2T1-1	T1-2
	101425	2T1-1	T1-2
	36372	2T1-1	T1-2
	107166	2T1-1	T1-2
	107168	2T1-1	T1-2
5	34100	2T1-1	T1-2
	37697	2T1-1	T1-2
	37673	2T1-1	T1-2
	36869	2T1-1	T1-2
No Cumple		100%	

Tabla 4.48 Mejoras del SPT.

4.3.1.2 Pararrayos

Para un correcto funcionamiento, los pararrayos instalados en los transformadores del primario deben cumplir con todas las especificaciones de resistencia de aislamiento, voltaje de operación y conducción.

En el laboratorio de Transformadores de la EEQ, se realizaron las pruebas para revisar estas especificaciones, esto se lo hizo utilizando su propia metodología; puesto que ninguno de los pararrayos analizados obtuvo resultados favorables, se procedió al cambio inmediato en los centros de transformación.

En las pruebas realizadas en el laboratorio de Transformadores de la EEQ, el factor determinante encontrado en los pararrayos es el estado de abierto, es decir que no era posible obtener las lecturas de los voltajes de operación y conducción.

Se escogieron cuatro muestras de pararrayos reemplazados del primario, para realizar pruebas en el laboratorio de Alto Voltaje de la Escuela Politécnica Nacional, según la Norma IEC 60099-4(1998).

Las pruebas realizadas consistían en aplicar un voltaje a Frecuencia Industrial y de Impulso positivo y negativo. Los resultados de estas pruebas se presentan en la Tabla 4.49.

	Clase 18kV	V(60 Hz) 1,5Vn≈27kV	Vresidual (kV) Impulso: 109kV	
			Positivo	Negativo
1	Cerámico	27,5	47,9	39,8
2	Cerámico	30	55,3	58,5
3	Cerámico	23	47,16	43,9
4	Polimérico	24	32,5	35,7

Tabla 4.49 Pruebas Laboratorio de Alto Voltaje E.P.N.
Ver Anexo 7 -Sección 5

La Figura 4.4, muestra los tipos de onda resultados de las pruebas hechas en los pararrayos.

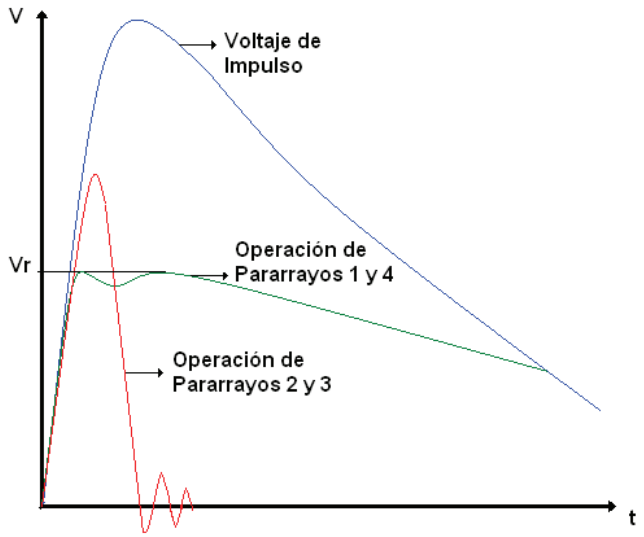


Figura 4.4 Tipos de Onda en pruebas de Pararrayos

En la figura anterior la curva de operación de pararrayos 2 y 3 ocasionan un colapso que arrastra la frecuencia de 60 Hz que el sistema detecta como cortocircuito, lo que ocasiona que se vayan los fusibles en la subestación.

Los pararrayos analizados en su gran mayoría eran cerámicos de tecnología de fabricación antigua, por lo que la probabilidad de que hayan terminado su vida útil era muy alta. En la inspección de todo el primario se notó que en casi todas las instalaciones se utilizó este tipo de pararrayos, entonces con mucha seguridad se puede decir que es una razón fundamental para la salida del primario, ya sea por descargas atmosféricas y/o simplemente lluvias fuertes, comunes del sector.

4.3.1.3 Calidad de Producto y Cargabilidad

El parámetro más crítico de la Regulación 004/01 del CONELEC es el factor de potencia ya que en las mediciones sobrepasó el porcentaje del 5% de datos bajo el 0.92 de factor de potencia establecido en dicha regulación.

Se presenta en la Tabla 4.50 el factor de potencia promedio y mínimo para cada uno de los Transformadores en Instalación Aérea de la muestra.

Transformadores de la Muestra			
Zona	**Nº Trafo**	**cosϕ promedio**	**cosϕ mínimo**
1	76840	0.88	0.61
	17742	0.85	0.65
2	41718	0.86	0.58
	165081	0.81	0.50
	163672	0.85	0.50
3	24775	0.82	0.63
	24776	0.86	0.71
	24777	0.86	0.58
	24778	0.88	0.69
	24779	0.90	0.75
	24780	0.87	0.62
4	24942	0.88	0.70
	6238	0.89	0.70
	101422	0.85	0.61
	101423	0.85	0.61
	101425	0.85	0.63
	36372	0.85	0.68
	107166	0.89	0.68
	107168	0.85	0.64
5	34100	0.83	0.47
	37697	0.87	0.42
	37673	0.89	0.50
	36869	0.93	0.64

Tabla 4.50 Factor de potencia en Transformadores en Instalación Aérea

En la mayoría de registros el factor de potencia para los transformadores del área residencial está por debajo de 0.92 en cada transformador llegando a valores bajo el 0.50, valores no acordes con usuarios tipo D (ver Anexo 8) al que pertenecen estos abonados.

En cuanto a la regulación de voltaje, flickers y armónicos no se encontraron valores significativos al porcentaje total de la muestra, sin olvidar un par de casos en la zona 2 y 4.

Como se mencionó al tratarse de usuarios tipo D, el factor de carga va a ser bajo por el comportamiento de la curva de demanda púes presenta picos característicos a horas pico, es decir a demanda máxima.

Con el factor de demanda (utilización) se determina el nivel de potencia utilizada de cada transformador en todos los usuarios asociados a estos.

En la Tabla 4.51 se muestra el factor de carga y el factor de demanda para cada uno de los Transformadores en Instalación Aérea de la muestra.

Transformadores de la Muestra			
Zona	**Nº Trafo**	**Factor de Carga**	**Factor de Demanda**
1	76840	0,44	0,24
	17742	0,49	0,55
2	41718	0,34	0,19
	165081	0,31	0,12
	163672	0,25	0,41
3	24775	0,42	0,50
	24776	0,45	0,78
	24777	0,40	0,74
	24778	0,50	0,70
	24779	0,39	0,64
	24780	0,37	0,76
4	24942	0,44	0,99
	6238	0,41	0,89
	101422	0,37	0,84
	101423	0,37	0,84
	101425	0,51	0,70
	36372	0,46	1,00
	107166	0,39	0,31
	107168	0,39	0,45
5	34100	0,27	0,39
	37697	0,32	0,54
	37673	0,31	0,42
	36869	0,30	0,57

Tabla 4. 51 Factor de carga y demanda en Transformadores en Instalación Aérea

Rango de Factor de Demanda	Nº Trafo	Años de Instalación	Factor de Demenda	
Fd≥0.8	36372	7	1,00	21,74%
	24942	5	0,99	
	6238	5	0,89	
	101422	8	0,84	
	101423	8	0,84	
0.6<Fd<0.8	24776	15	0,78	26,09%
	24780	5	0,76	
	24777	15	0,74	
	24778	5	0,70	
	101425	8	0,70	
	24779	5	0,64	
Fd≤0.6	36869	8	0,57	52,17%
	17742	9	0,55	
	37697	8	0,54	
	24775	15	0,50	
	107168	7	0,45	
	37673	8	0,42	
	163672	3	0,41	
	34100	5	0,39	
	107166	7	0,31	
	76840	5	0,24	
	41718	6	0,19	
	165081	2	0,12	

Tabla 4. 52 Factor de carga y demanda en Transformadores en Instalación Aérea

En la Tabla 4.52 se puede observar que el 52,17% de los transformadores están sobredimensionados, el 26,09% tienen un factor de demanda óptimo y el 21,74% utiliza el máximo de la capacidad nominal del transformador a demanda máxima.

4.3.2 TRANSFORMADORES EN CÁMARAS

4.3.2.1 Sistema de Puesta a Tierra

En cuanto a las inspecciones de las instalaciones, el mayor inconveniente que se notó fue el pésimo estado en las que se encuentra el interior de las cámaras de transformación, pues la gran cantidad de polvo, basura y desperdicios de animales podrían ocasionar daños y/o fallas en los centros de transformación subterráneos.

En las terminales de cable unipolar del poste para derivación a la Cámara de Transformación de la fábrica Conduit se encontró que los pararrayos aparentemente habían explotado, luego de las pruebas realizadas en el laboratorio de Alto Voltaje de la Escuela Politécnica Nacional, se determino que la causa pudo haber sido un sobrevoltaje a frecuencia industrial (60 Hz.).

Para realizar las mediciones se tuvo una serie de problemas que dificultaron la toma de lecturas de la resistencia de puesta a tierra pues no se contaba con el diseño de la malla de la cámara.

La mayoría de las cámaras de transformación tienen una resistencia de puesta a tierra de la malla bajo el límite que establecen las Normas de la EEQ.

4.3.2.2 Calidad de Producto y Cargabilidad

Al igual que en los Transformadores en Instalación Aérea, el factor de potencia presenta valores muy bajos no satisfactorios con la Regulación 004/01 del CONELEC con la presencia evidente de armónicos en algunas plantas industriales.

Se presenta en la Tabla 4.53 el factor de potencia promedio y mínimo para cada una de las cámaras de transformación de la muestra.

	# Empresa	Propietario	cosϕ promedio	cosϕ mínimo
1	41579	Cumbres de Quitumbe	0.86	0.65
2	15510	Conduit	0.88	0.28
3	5487	Esmetal	0.65	0.01
4	10102	Muebles Ligna	0.81	0.23
5	31285	Mapresa	0.80	0.04
6	100258 - 32739	Orbea Tornillos	0.50	0.04
7	2680	Textil Carlos Álvarez	0.85	0.15
8	33883	Fábrica de placas	0.82	0.40
9	161867	U.V. Quitumbe	0.91	0.63
10	18070	Tecnoesa	0.95	0.41

Tabla 4. 53 Factor de potencia en cámaras de transformación

En la Tabla 4.54 se muestra el factor de carga y el factor de demanda para cada una de las cámaras de transformación.

	# Empresa	Propietario	Factor de Carga	Factor de Demenda
1	41579	Cumbres de Quitumbe	0.41	0.46
2	15510	Conduit	0.38	0.36
3	5487	Esmetal	0.27	0.11
4	10102	Muebles Ligna	0.39	0.12
5	31285	Mapresa	0.09	0.03
6	100258 - 32739	Orbea Tornillos	0.24	0.20
7	2680	Textil Carlos Álvarez	0.60	0.53
8	33883	Fábrica de placas	0.24	0.24
9	161867	U.V.Quitumbe	0.42	0.15
10	18070	Tecnoesa	0.21	0.11

Tabla 4. 54 Factor de carga y demanda en cámaras de transformación

El factor de carga en una industria depende de los procesos de producción de la fábrica, pues si son continuos debería ser alto como es la Textil Carlos Álvarez, pero la gran mayoría presenta ciclos de producción como se indica en la Figura 4. 4.

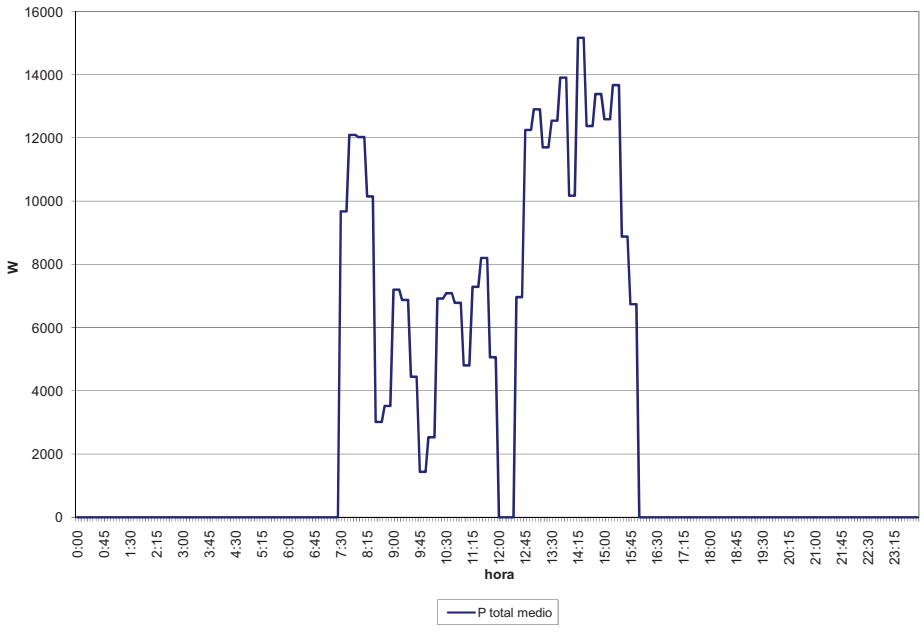


Figura 4.4 Curva de Carga – Fábrica Mapresa, 3 de marzo de 2009

Al ser la curva de carga de la forma indicada en la Figura 4.4 se mantienen los picos a demanda máxima generados por los procesos de producción de este tipo de fábricas.

Se distingue que el nivel de utilización de la potencia de los transformadores en las fábricas en muy bajo, es decir que se encuentran sobredimensionados y podrían usarse transformadores de menor potencia, conociendo los períodos de alta y baja producción.

En la Tabla 4.55 se indica el porcentaje de Cámaras de Transformación que cumplen con la Norma de la EEQ, (resistencia de puesta a tierra menor a 5 ohmios), que es del 80%, que difiere con el 99% asumido para el calculo del espacio muestral n_1 SPT.

# Empresa	Resistencia de malla de PT [Ω]	Normas EEQ (5Ω)
41579	0,74	Cumple
15510	1,12	Cumple
5487	13,6	No Cumple
10102	10,8	No Cumple
31285	4,27	Cumple
100285-32739	1,62	Cumple
2680	1,2	Cumple
33883	4,59	Cumple
161867	2,51	Cumple
18070	4,6	Cumple
		80,00%

Tabla 4. 55 Porcentaje de Cámaras de Transformación que cumplen con las Normas

En la Tabla 4.56 se calcula la carga media para cada transformador aéreo y subterráneo y se indica la carga media promedio para comprobar la hipótesis utilizada para el calculo del espacio muestral n_2 de cargabilidad.

	Nº Trafo	Demanda Media kVA	Potencia kVA	Carga Media
ZONA 1	76840	11,81	112,5	0,10
	17742	13,39	50,0	0,27
ZONA 2	41718	3,27	50,0	0,07
	165081	2,86	75,0	0,04
	163672	2,55	25,0	0,10
ZONA 3	24775	7,75	37,5	0,21
	24776	13,18	37,5	0,35
	24777	11,05	37,5	0,29
	24778	13,20	37,5	0,35
	24779	9,46	37,5	0,25
	24780	7,00	25,0	0,28
ZONA 4	24942	16,50	50,0	0,33
	6238	9,07	25,0	0,36
	101422	7,68	25,0	0,31
	101423	7,68	25,0	0,31
	101425	13,28	37,5	0,35
	36372	17,14	37,5	0,46
	107166	4,44	37,5	0,12
	107168	8,94	50,0	0,18
ZONA 5	34100	2,63	25,0	0,11
	37697	4,34	25,0	0,17
	37673	3,24	25,0	0,13
	36869	4,30	25,0	0,17
CÁMARAS	22860	23,73	125,0	0,19
	15510	206,80	1500,0	0,14
	5487	5,90	200,0	0,03
	10102	22,70	500,0	0,05
	31285	2,33	800,0	0,00
	100258 - 32739	11,76	250,0	0,05
	2680	79,66	250,0	0,32
	33883	2,60	45,0	0,06
	161867	3,21	50,0	0,06
	18070	11,59	500,0	0,02
		Promedio		0,19

Tabla 4. 56 Cálculo de la Carga Media promedio

4.3.3 PARARRAYOS PARA PROTECCIÓN DE LÍNEAS

4.3.3.1 Sistema de Puesta a Tierra

En la medición de las muestras (Tabla 4.45) se obtuvo resultados favorables, aún cuando se colocaba una sola varilla de puesta a tierra (disposición tipo T1-1),

independientemente de las características del suelo (resistividad) y en el estudio realizado se determino que en los sectores donde se ubicaban estas muestras la resistividad del terreno era de 36 Ω·m.

La tercera muestra de la misma tabla no se la pudo medir puesto que el resto de pararrayos se encontraban ubicados en las troncales del primario, que no podían ser desenergizadas y por ende medidas.

4.3.4 RESISTIVIDAD DEL SUELO

En la Figura 4.5 así como en la Tabla 4.57 se presentan Zonas en base a las mediciones de resistividad, claramente se puede observar que las zonas que se encuentran en los sitios más elevados tienen valores mayores de resistividad y que esta varia directamente proporcional con la altura.

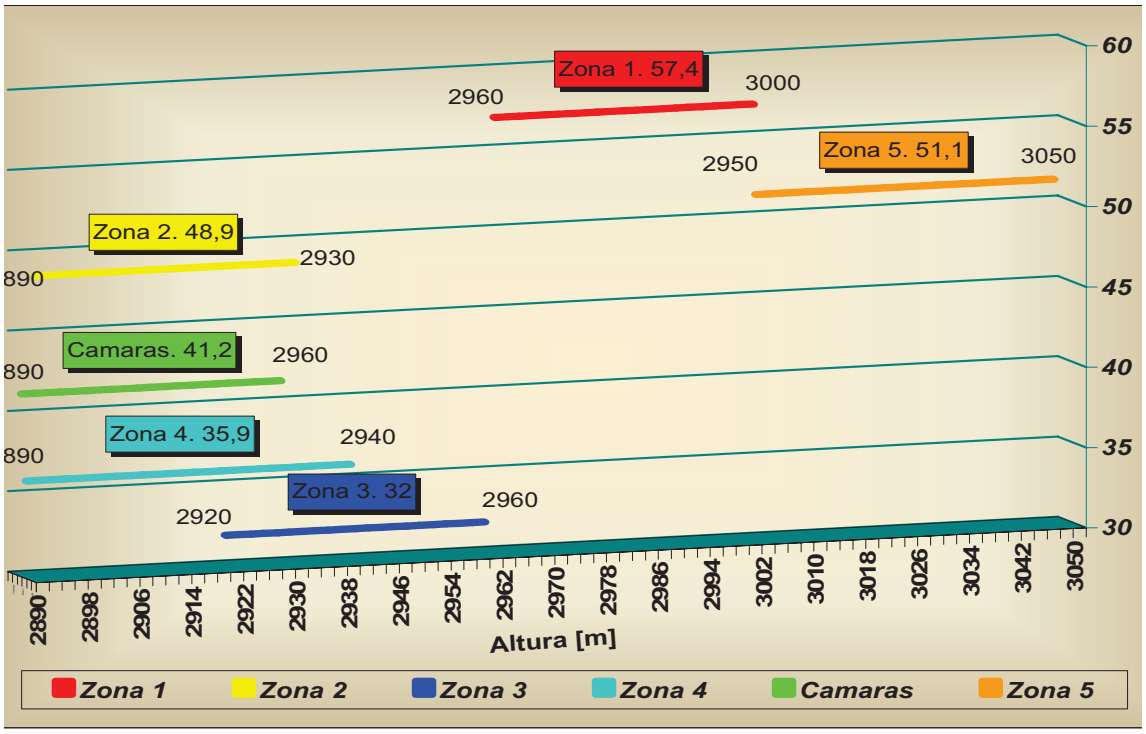


Figura 4.5 Variación de la Resistividad con respecto a la Altura

	Nº Trafo	Resistividad Ω·m	ρ Promedio
ZONA 1	76840	52,59	57,4
	17742	62,30	
ZONA 5	34100	45,70	51,1
	37697	51,20	
	37673	51,20	
	36869	56,20	
ZONA 2	41718	40,90	48,9
	165081	37,60	
	163672	68,10	
CÁMARAS	22860	30,47	41,2
	15510	42,41	
	5487	43,73	
	10102	32,04	
	31285	30,16	
	100258 - 32739	37,70	
	2680	32,12	
	33883	37,32	
	161867	92,36	
	18070	33,93	
ZONA 4	24942	36,00	35,9
	6238	36,00	
	101422	40,80	
	101423	40,80	
	101425	40,80	
	36372	24,90	
	107166	21,00	
	107168	47,00	
ZONA 3	24775	44,10	32,0
	24776	44,10	
	24777	44,10	
	24778	19,80	
	24779	19,80	
	24780	19,80	

Altura 2960 a 3000 mts.
Altura 3050 a 2950 mts.
Altura 2890 a 2930 mts.
Altura 2890 a 2960 mts.
Altura 2890 a 2940 mts.
Altura 2920 a 2960 mts.

Tabla 4. 57 Mediciones de Resistividad en Transformadores y Cámaras

CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- El GIS de la EEQ, no es actualizado continuamente, puesto que presenta muchas diferencias con la realidad, como son líneas y redes inexistentes, cambios de transformadores, cámaras de transformación, nuevas líneas, redes y equipo aéreo.

- La mayoría de finales de circuitos secundarios no constan de una conexión de puesta a tierra, como indican las Normas de Distribución, y en algunos casos, inclusive existen circuitos secundarios que no están aterrizados en ningún lado más que en el mismo transformador.

- Se puede ver que en los transformadores se utiliza dos conductores bajantes de tierra, uno para el pararrayos y otro para el neutro corrido y carcasa del transformador y debería ser un solo conductor bajante, para luego puentear las varillas de puesta a tierra que deberían estar separadas por lo menos 2,50 m cada una, según la Norma de Distribución.

- Para la medición de la impedancia de puesta a tierra se utilizó la regla del 62%, ya que esta reduce la cantidad de mediciones en el sistema de puesta a tierra, reduciendo también el tiempo de desconexión del alimentador.

- Para las mediciones de puesta a tierra se debe desconectar obligatoriamente además del neutro, el pararrayos del conductor bajante a tierra, puesto que éste, produce un efecto paralelo con la puesta a tierra del sistema, ya que el circuito permanece cerrado a través de las líneas de media tensión.

- En el caso particular de las cámaras de transformación se pudo observar que no reciben mantenimiento frecuente ya que los elementos y equipos se encuentran llenos de polvo, lo que podría causar la falla de los mismos, por lo que se recomienda mantenimiento frecuente en estas.

- En los resultados de las pruebas realizadas tanto a Transformadores en Instalación Aérea como subterráneos, se pudo observar, que uno de los problemas recurrentes es el factor de potencia el cual presenta demasiadas variaciones con valores muy bajos específicamente en el sector industrial.

- Para el cliente tipo residencial se notó que no cumple con la regulación 004/01 del CONELEC en cuanto al factor de potencia ya que sobrepasa al 5% permitido y esto se debe al uso de focos fluorescentes o “ahorradores” y principalmente a cargas inductivas (refrigeradores) que sobrepasan a las resistivas instaladas en domicilios pequeños y hacen que el factor de potencia baje del nivel permitido.

- El mayor problema en las mediciones de puesta a tierra es el no cumplimiento de las especificaciones de la Norma para Sistemas de Distribución de la EEQ, y esto se debe a la falta de fiscalización el momento de la construcción y en la instalación de la obra. En la revisión 03 del 31 de marzo de 2008 de la Norma para Sistemas de Distribución de la EEQ se incluyó el Apéndice B-00-M (Medición de la resistencia de puesta a tierra), donde se debe llenar con las mediciones del sistema de puesta a tierra al instante de la construcción para la recepción de la obra, pero hasta el momento no se ha entregado ninguna información.

- El método anterior utilizado por la EEQ para el dimensionamiento de los transformadores para el aérea residencial (método basado en las potencias nominales de los equipos que posee cada usuario), hace que el 52,17% de estos estén subutilizados.

- Se observa también que el 26,09% de los transformadores ubicados en postes y torres presentan un factor de demanda óptimo, es decir entre 0.6 y 0.8.

- En las plantas industriales los transformadores se encuentran subutilizados, ya que los procesos productivos no son continuos por lo que no necesitan de toda la potencia del transformador para ejecutar dichos procedimientos.

- La presencia de armónicos en la red en la zona industrial del primario, es fruto de la inyección que produce la maquinaria para procesos de corte, tallado, soldadura, moldeado, como ejemplos, que son utilizadas en las fábricas del sector.

- Mediante pruebas en el laboratorio se determinó que algunos de los pararrayos que están instalados se encuentran en mal estado, provocando en el momento de la operación un colapso del sistema (corto circuito) ya que arrastra la frecuencia de 60 Hz.

5.2 RECOMENDACIONES

- Se debe dar cumplimiento responsable en los procesos de fiscalización de la EEQ, pues es de suma importancia la supervisión en la construcción e instalación en todas las fases de los proyectos, en este caso, del sistema de puesta a tierra.

- Si se conoce que la vida útil de las varillas y conectores de copperweld es de 10 años, pues se debería considerar no un cambio en todas las puestas a tierra, que sería ideal, sino que se incluya una revisión del sistema de puesta a tierra en cada cambio de transformadores que se realice en las redes de distribución.

- Puesto que se encontraron demasiadas novedades en el sistema de puesta a tierra del alimentador primario 59C, lo más probable es que en el resto de los primarios pase lo mismo, se recomienda realizar mediciones en todos los alimentadores primarios y efectuar mantenimientos periódicos con el fin de mejorar la calidad del servicio eléctrico.

- Al momento de realizar el mantenimiento de los Sistemas de Distribución, se debería incluir el cambio de pararrayos en los transformadores, ya que lo que se observó en este diagnóstico es que la mayoría de los pararrayos eran antiguos y no cumplieron con las pruebas realizadas.

- Cada propietario que tenga cámara de transformación debería programar con la EEQ, por lo menos un mantenimiento anual donde se realicen trabajos de limpieza de las instalaciones con el fin de evitar fallas y problemas de servicio.

- Cada constructor tiene que llenar el formulario de Medición de puesta a tierra que se incluyó en la Revisión 03 de las Normas de la EEQ en cada proyecto que realice, pues así se tendría una base de datos que ayudarían a crear un mapeo de resistividades, necesario para recomendar las

disposiciones tipo para puestas a tierra en finales de circuito secundario y pararrayos ubicados en líneas.

- La EEQ debería realizar un instructivo de medición de resistencia de puesta a tierra y resistividad del suelo, ya que en las jornadas de medición del primario, se trabajó con distinto personal y cada uno de los grupos de trabajo tenían un método distinto de medición y un equipo diferente.

- Para la instalación del sistema de puesta a tierra en los Transformadores en Instalación Aérea se debería utilizar la disposición T1-2 para asegurar una resistencia de puesta a tierra menor de 25 Ω, puesto que la resistividad del suelo en promedio de todas las mediciones del primario en superior a los 45 Ω.m.

- Para completar el estudio de calidad de producto de un transformador que sirve a usuarios industriales, se debería instalar los equipos para almacenar las lecturas a carga completa u óptima, es decir a plena producción.

- Puesto que los transformadores en las plantas industriales medidas están subutilizados, se debe revisar el método de cálculo para el dimensionamiento tomando en cuenta los procesos de producción de las diferentes tipos de fábricas para reducir la capacidad del transformador ya que pueden estar sobrecargados en los procesos cortos de producción y enfriarse en los períodos de inactividad de la planta.

- Se conoce que la resistencia de aislamiento de los pararrayos es variable y depende del voltaje aplicado, para realizar las mediciones de la resistencia de aislamiento en los pararrayos se debe contar con la curva (banda) característica dada por los fabricantes, la cual debe especificar el rango de resistencia en función del voltaje aplicado.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] Plan-expansión_2008-2020_EEQ – 2008-07-17.

[2] Instructivo para valoración de servicios en media y baja tensión, DC.DDI.751.In.06, del 2007/07/19. Empresa Eléctrica Quito.

[3] Pliego Tarifario Empresa Eléctrica Quito.

[4] SHEAFFER, R; MENDENHALL, W; OTT, L, "Elementos de Muestreo", Ed. Iberoamérica, 1987.

[5] GIRALDO, Orlando, "Nueva Visión Sobre Carga Media Real de Transformadores de Distribución en Redes Latinoamericanas", Universidad Tecnológica, Pereira, Colombia.

[6] AEMC, "Understanding ground resistance testing", User Manual.

[7] HISAT-25, "Test surge arrester/breakover tester", User Manual.

[8] FLUKE, "Power Quality Logger", Model 1744, User Manual.

[9] EEQ, "Normas para Sistemas de Distribución", Parte A, Revisión 03, marzo 2008.

[10] CONELEC, Regulación 004/01, Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución.

[11] EEQ, "Cálculo de Pérdidas", Curso taller, marzo 2009.

ANEXOS

ANEXO 1: Lista de Transformadores en Instalación Aérea y Cámaras de Transformación

MONTAJE	*POTENCIA*	*#EMPRESA*	*AÑO FAB.*	*AÑO INST.TRAFO*	*FECHA PROY.*	*MARCA*	*IMPEDANCIA*	*PROPIETARIO*
MVT4	75	40061	2006	02/02/2000	2000	MAGNETRON	3,10%	EMPRESA
MVT4	50	40541	2006	10/07/2007	2006	ECUATRAN	2,54%	EMPRESA
MVT4	50	40542	2006	10/07/2007	2006	ECUATRAN	2,54%	EMPRESA
MVT3	25	40435	2006	02/05/2000	2000	RYMEL	2,95%	EMPRESA
MVT4	75	164144	2006	16/10/2006	2005	MAGNETRON	3,10%	CLIENTE
MVT4	50	40550	2006	10/07/2007	2006	ECUATRAN	2,57%	EMPRESA
MVT3	37,5	164142	2006	08/09/2006	2006	ECUATRAN	1,20%	CLIENTE
MVT3	37,5	164143	2006	08/09/2006	2006	ECUATRAN	1,20%	CLIENTE
MVT4	75	40881	2006	10/07/2007	2006	ECUATRAN	3,17%	EMPRESA
MVT4	75	40889	2006	10/07/2007	2006	ECUATRAN	2,68%	EMPRESA
MVT4	50	40509	2006	31/12/1993	2000	ECUATRAN	2,57%	EMPRESA
MVT4	100	164265	2006	07/03/2007	2006	INATRA	3,83%	CLIENTE
MVT3	50	40316	2006	13/01/1994	---	RYMEL	2,96%	EMPRESA
MVT3	15	40582	2006	02/05/2000	2000	RYMEL	2,82%	EMPRESA
MVT4	90	164343	2006	08/06/2004	2004	INATRA	4,08%	CLIENTE
MVT3	10	164231	2006	29/09/2006	2006	ECUATRAN	2,70%	CLIENTE
MVT4	50	164489	2006	01/01/2003	2003	INATRA	2,10%	CLIENTE
MVT3	37,5	164369	2006	12/12/2006	2004	ECUATRAN	1,60%	CLIENTE
MVT4	30	40847	2006	10/07/2007	2006	ECUATRAN	2,80%	EMPRESA
MVT4	30	40855	2006	02/05/2000	2000	ECUATRAN	2,70%	EMPRESA
MVT3	15	164556	2006	02/02/2007	2007	ECUATRAN	1,40%	CLIENTE
MVT3	25	40394	2006	26/01/2001	2000	RYMEL	2,94%	EMPRESA
MVT3	50	40756	2006	02/10/1998	2000	ECUATRAN	1,30%	EMPRESA
MVT3	50	40758	2006	02/02/2000	2000	ECUATRAN	1,60%	EMPRESA
MVT3	37,5	165093	2007	12/12/2006	2004	ECUATRAN	1,30%	EMPRESA
MVT3	25	165095	2007	12/12/2006	2004	ECUATRAN	1,40%	EMPRESA
MVT3	25	165096	2007	12/12/2006	2004	ECUATRAN	1,40%	EMPRESA
MVT3	50	165097	2007	12/12/2006	2004	ECUATRAN	1,30%	EMPRESA
MVT3	37,5	41066	2007	02/10/1998	2001	ECUATRAN	1,30%	EMPRESA
MVT3	75	164945	2007	16/02/2008	2006	ECUATRAN	1,60%	EMPRESA
MVT4	125	165222	2007	11/02/2008	2007	INATRA	2,70%	CLIENTE
MVT4	50	41730	2008	02/07/2002	2000	ECUATRAN	2,50%	EMPRESA
MVT4	112,5	41580	2008	02/02/2000	2000	MAGNETRON	3,10%	EMPRESA
MVT4	112,5	41583	---	13/09/1995	---	MAGNETRON	3,20%	EMPRESA
MVT3	50	41545	2007	02/05/2000	2000	ECUATRAN	1,30%	EMPRESA
MVT4	75	165081	2007	11/04/2007	2006	INATRA	4,00%	EMPRESA
MVT3	25	41389	2007	04/01/2008	2006	ECUATRAN	1,40%	EMPRESA
MVT4	50	41718	---	01/01/2003	2003	ECUATRAN	2,50%	EMPRESA
MVT3	25	41447	2007	30/06/1997	---	ECUATRAN	2,60%	EMPRESA
MVT4	125	164726	2006	26/07/2004	2003	ECUATRAN	2,65%	EMPRESA
MVT4	50	41735	2008	09/06/2008	---	ECUATRAN	2,55%	EMPRESA
MVT3	37,5	41187	2007	02/05/2004	2003	ECUATRAN	1,30%	EMPRESA
MVT3	37,5	40091	---	02/05/2000	2000	ECUATRAN	1,20%	EMPRESA
MVT3	25	41471	2007	24/06/1996	---	ECUATRAN	2,70%	EMPRESA
MVT4	75	165086	2005	05/11/2007	2007	INATRA	3,50%	CLIENTE
MVT3	15	30322	---	01/12/2003	2003	ECUATRAN	2,80%	EMPRESA
MVT3	37,5	31168	---	28/02/1996	---	MAGNETRON	2,84%	EMPRESA
MVT3	37,5	36721	1998	29/01/2004	2003	ECUATRAN	1,40%	EMPRESA
MVT3	50	31966	---	28/02/1996	---	ASEA BROWN-BO	1,40%	EMPRESA
MVT3	15	30321	---	02/05/2000	2000	ECUATRAN	2,80%	EMPRESA
MVT4	75	24712	---	02/02/2000	2000	ECUATRAN	4,20%	EMPRESA
MVT4	50	24716	---	02/02/2000	2000	ECUATRAN	4,20%	EMPRESA
MVT4	50	24713	---	02/02/2000	2000	ECUATRAN	4,20%	EMPRESA
MVT4	100	24708	---	02/02/2000	2000	ECUATRAN	4,20%	EMPRESA
MVT4	75	24706	---	02/02/2000	2000	ECUATRAN	4,20%	EMPRESA
MVT4	75	24709	---	02/02/2000	2000	ECUATRAN	4,20%	EMPRESA
MVT4	75	24701	---	02/02/2000	2000	ECUATRAN	4,20%	EMPRESA
MVT4	75	24704	---	02/02/2000	2000	ECUATRAN	4,10%	EMPRESA
MVT4	75	24707	---	02/02/2000	2000	ECUATRAN	4,20%	EMPRESA
MVT4	125	31069	---	02/02/2000	2000	INATRA	3,56%	CLIENTE
MVT3	37,5	24850	---	13/01/1994	---	ECUATRAN	2,70%	EMPRESA
MVT3	37,5	24853	---	13/01/1994	---	ECUATRAN	2,60%	EMPRESA
MVT3	37,5	30335	---	01/02/2020	2000	ECUATRAN	2,80%	EMPRESA
MVT3	37,5	30713	---	26/12/1997	---	ECUATRAN	1,60%	EMPRESA
MVT4	75	19322	---	02/05/2000	2000	ECUATRAN	4,40%	EMPRESA
MVT3	37,5	32194	---	02/02/2000	2000	ECUATRAN	1,70%	EMPRESA

MONTAJE	*POTENCIA*	*#EMPRESA*	*AÑO FAB.*	*AÑO INST.TRAFO*	*FECHA PROY.*	*MARCA*	*IMPEDANCIA*	*PROPIETARIO*
MVT3	50	32468	---	02/05/2000	2000	ECUATRAN	1,70%	EMPRESA
MVT3	37,5	32393	---	02/05/2000	2000	ECUATRAN	1,60%	EMPRESA
MVT3	37,5	32395	---	02/05/2000	2000	ECUATRAN	1,70%	EMPRESA
MVT3	25	27844	---	08/10/1997	2000	---	2,70%	EMPRESA
MVT8	45	28393	---	02/05/2000	2000	INATRA	3,20%	EMPRESA
MVT3	25	28439	---	02/02/2000	2000	ECUATRAN	1,00%	EMPRESA
MVT4	75	20771	---	31/12/1993	2000	ECUATRAN	4,20%	EMPRESA
MVT4	50	20768	---	31/12/1993	2000	ECUATRAN	4,20%	EMPRESA
MVT4	75	20765	---	02/10/1998	---	ECUATRAN	4,20%	EMPRESA
MVT4	50	20762	---	02/10/1998	---	ECUATRAN	4,20%	EMPRESA
MVT4	50	20758	---	02/02/2000	2000	ECUATRAN	4,30%	EMPRESA
MVT3	37,5	20597	---	02/05/2000	2000	ECUATRAN	2,80%	EMPRESA
MVT3	25	20600	---	02/05/2000	2000	ECUATRAN	3,20%	EMPRESA
MVT3	37,5	20594	---	02/05/2000	2000	ECUATRAN	2,80%	EMPRESA
MVT3	50	27630	---	02/02/2000	2000	INATRA	1,80%	EMPRESA
MVT8	30	15950	---	01/12/2003	2003	WESTINGHOUSE	4,05%	CLIENTE
MVT3	15	31583	---	24/06/1996	---	ECUATRAN	1,70%	EMPRESA
MVT3	37,5	31982	---	02/02/2000	2000	ECUATRAN	2,70%	EMPRESA
MVT3	50	24942	---	01/12/2003	2003	ECUATRAN	1,80%	EMPRESA
MVT3	37,5	24939	---	02/02/2000	2000	ECUATRAN	3,00%	EMPRESA
MVT3	25	24750	---	31/12/1993	---	ECUATRAN	3,20%	EMPRESA
MVT3	37,5	26320	---	02/07/1996	---	ECUATRAN	2,70%	EMPRESA
MVT3	25	31584	---	24/06/1996	---	ECUATRAN	1,50%	EMPRESA
MVT3	37,5	31580	---	24/06/1996	---	ECUATRAN	1,70%	EMPRESA
MVT3	37,5	30848	---	05/10/1995	---	ECUATRAN	1,60%	EMPRESA
MVT3	37,5	30147	---	26/12/1997	---	ECUATRAN	2,20%	EMPRESA
MVT3	15	22888	---	31/12/1993	2000	ECUATRAN	2,40%	EMPRESA
MVT3	37,5	32408	---	13/10/2003	2000	ECUATRAN	2,70%	EMPRESA
MVT3	37,5	32415	---	12/12/1996	---	ECUATRAN	2,40%	EMPRESA
MVT3	37,5	32417	---	12/12/1996	---	ECUATRAN	2,70%	EMPRESA
MVT3	15	32413	---	12/12/1996	---	ECUATRAN	2,70%	EMPRESA
MVT3	50	32414	---	12/12/1996	---	ECUATRAN	1,70%	EMPRESA
MVT3	37,5	32430	---	31/12/1993	---	ECUATRAN	2,30%	EMPRESA
MVT3	37,5	32548	---	01/01/2004	2004	SIEMENS	3,20%	EMPRESA
MVT3	37,5	32531	---	01/12/2003	2003	MAGNETRON	4,00%	EMPRESA
MVT3	50	33935	---	01/12/2003	2003	ECUATRAN	1,40%	EMPRESA
MVT3	15	5129	---	31/12/2003	2000	AICHI	0,00%	EMPRESA
MVT4	75	12901	---	02/05/2000	2000	WESTINGHOUSE	0,00%	CLIENTE
MVT3	15	161993	2004	27/11/2007	2007	ECUATRAN	1,40%	CLIENTE
MVT3	25	34100	---	01/12/2003	2003	ECUATRAN	1,70%	CLIENTE
MVT3	15	33969	---	30/06/1997	---	ECUATRAN	1,90%	EMPRESA
MVT3	15	33976	---	01/12/2003	2003	ECUATRAN	1,80%	EMPRESA
MVT3	15	33979	---	01/12/2003	2003	ECUATRAN	1,80%	EMPRESA
MVT3	15	33981	---	30/06/1997	---	ECUATRAN	1,90%	EMPRESA
MVT3	37,5	34278	---	11/08/1997	---	ECUATRAN	1,70%	EMPRESA
MVT3	37,5	33971	---	24/06/1996	---	ECUATRAN	1,60%	EMPRESA
MVT3	50	34851	---	08/10/1997	2000	ECUATRAN	1,40%	EMPRESA
MVT3	25	100213	1998	16/11/1998	---	MAGNETRON	3,51%	CLIENTE
MVT3	50	36923	1998	01/12/2003	2003	ECUATRAN	1,50%	EMPRESA
MVT3	37,5	37480	1999	02/05/2000	2000	ECUATRAN	1,50%	EMPRESA
MVT3	37,5	107166	1998	22/03/2001	2000	MAGNETRON	0,00%	CLIENTE
MVT3	50	107167	2000	22/03/2001	2000	MAGNETRON	1,73%	CLIENTE
MVT3	50	100816	1998	02/02/2000	2000	ECUATRAN	1,70%	CLIENTE
MVT3	50	100818	1998	02/02/2000	2000	ECUATRAN	1,70%	CLIENTE
MVT3	37,5	37086	1998	16/11/1998	---	MAGNETRON	4,19%	CLIENTE
MVT3	50	37084	1998	16/11/1998	---	MAGNETRON	3,88%	CLIENTE
MVT3	37,5	37082	1998	16/11/1998	---	MAGNETRON	4,21%	CLIENTE
MVT3	37,5	37079	1998	16/11/1998	---	MAGNETRON	4,22%	CLIENTE
MVT3	37,5	37366	1999	02/05/2000	2000	ECUATRAN	1,40%	EMPRESA
MVT3	50	108109	---	02/02/2000	2000	ECUATRAN	1,50%	EMPRESA
MVT3	25	109690	2001	10/09/2001	2001	ECUATRAN	1,50%	CLIENTE
MVT3	15	109692	2001	10/05/2001	2001	ECUATRAN	1,50%	CLIENTE
MVT3	37,5	109789	2000	11/09/2001	2000	ECUATRAN	1,50%	CLIENTE
MVT3	50	109791	2000	11/09/2001	2000	ECUATRAN	1,50%	CLIENTE
MVT3	50	109793	2000	11/09/2001	2000	ECUATRAN	1,50%	CLIENTE
MVT3	10	109795	2000	11/09/2001	2000	ECUATRAN	1,50%	CLIENTE

MONTAJE	*POTENCIA*	*#EMPRESA*	*AÑO FAB.*	*AÑO INST.TRAFO*	*FECHA PROY.*	*MARCA*	*IMPEDANCIA*	*PROPIETARIO*
MVT3	37,5	37746	2001	07/09/2001	2001	ECUATRAN	1,50%	EMPRESA
MVT3	37,5	37760	2001	07/09/2001	2001	ECUATRAN	1,50%	EMPRESA
MVT3	37,5	37762	2001	05/09/2001	2001	ECUATRAN	1,50%	EMPRESA
MVT3	37,5	37738	2001	07/09/2001	2001	ECUATRAN	1,50%	EMPRESA
MVT3	37,5	37744	2001	07/09/2001	2001	ECUATRAN	1,50%	EMPRESA
MVT4	50	37716	2001	21/12/2000	2000	RYMEL	3,47%	EMPRESA
MVT4	75	110993	2000	02/05/2000	2000	SIEMENS	0,00%	CLIENTE
MVT4	30	111294	2001	02/05/2004	2001	INATRA	2,87%	CLIENTE
MVT3	50	36228	1997	01/12/2003	2003	ECUATRAN	1,50%	CLIENTE
MVT3	37,5	36229	1997	01/12/2003	2003	ECUATRAN	0,00%	CLIENTE
MVT3	37,5	37091	1998	16/11/1998	---	ECUATRAN	1,50%	CLIENTE
MVT3	37,5	39983	1998	16/11/1998	---	ECUATRAN	1,50%	EMPRESA
MVT3	25	37093	1998	16/11/1998	---	ECUATRAN	1,60%	CLIENTE
MVT3	37,5	37094	1998	02/02/2000	---	ECUATRAN	1,50%	CLIENTE
MVT3	37,5	37087	1998	16/11/1998	---	ECUATRAN	1,50%	CLIENTE
MVT3	25	100977	1998	14/07/1999	1999	ECUATRAN	0,00%	EMPRESA
MVT3	10	101054	1998	02/05/2000	2000	INELMO	1,55%	CLIENTE
MVT3	37,5	102252	1999	02/05/2000	2000	INATRA	1,06%	CLIENTE
MVT3	37,5	102254	1999	02/05/2000	2000	INATRA	1,98%	CLIENTE
MVT3	25	34687	---	18/11/1997	---	ECUATRAN	1,80%	EMPRESA
MVT4	50	34286	1997	02/02/2000	2000	ECUATRAN	0,00%	CLIENTE
MVT4	75	34283	1997	05/02/2000	2000	ECUATRAN	2,40%	CLIENTE
MVT4	75	34287	1997	02/02/2000	2000	ECUATRAN	0,00%	CLIENTE
MVT4	75	34292	1997	02/02/2002	2000	ECUATRAN	2,70%	CLIENTE
MVT4	75	34296	1997	02/02/2000	2000	ECUATRAN	2,70%	CLIENTE
MVT3	10	20822	---	01/12/2003	2003	T.P.L.	1,70%	EMPRESA
MVT3	37,5	37033	1994	02/05/2000	2000	ECUATRAN	2,80%	EMPRESA
MVT3	37,5	37031	1994	02/05/2000	2000	ECUATRAN	2,20%	EMPRESA
MVT3	37,5	37037	1994	13/10/2003	2000	ECUATRAN	2,20%	EMPRESA
MVT3	50	103612	1999	14/06/2001	1999	ECUATRAN	1,60%	CLIENTE
MVT4	45	103852	---	02/02/2000	2000	LE'TRANSFORMA	0,00%	EMPRESA
MVT4	100	103898	1997	02/05/2000	2000	ECUATRAN	0,00%	CLIENTE
MVT4	100	103899	1997	01/12/2003	2003	ECUATRAN	0,00%	CLIENTE
MVT4	100	103901	1997	04/10/2001	2000	ECUATRAN	0,00%	CLIENTE
MVT4	125	103902	1996	05/02/2000	2000	ECUATRAN	0,00%	CLIENTE
MVT4	125	103903	1996	21/12/2000	2000	ECUATRAN	0,00%	CLIENTE
MVT4	50	103906	1997	02/05/2000	2000	ECUATRAN	3,90%	CLIENTE
MVT4	50	103908	1997	02/05/2000	2000	ECUATRAN	3,90%	CLIENTE
MVT3	37,5	101386	1998	14/06/1999	1999	ECUATRAN	0,00%	EMPRESA
MVT3	50	101401	1998	11/07/2005	2004	ECUATRAN	1,70%	CLIENTE
MVT3	50	101413	1999	04/06/2003	1999	ECUATRAN	1,50%	EMPRESA
MVT4	30	100082	---	31/12/1993	1999	TRANSUNEL	4,00%	EMPRESA
MVT3	37,5	36371	1998	02/05/2000	2000	ECUATRAN	1,50%	EMPRESA
MVT4	125	100098	---	07/11/1995	---	INATRA	0,00%	EMPRESA
MVT3	37,5	101424	1998	02/02/2000	2000	ECUATRAN	1,40%	CLIENTE
MVT3	50	101428	1998	02/02/2000	2000	ECUATRAN	1,50%	CLIENTE
MVT4	100	34288	1997	02/02/2000	2000	ECUATRAN	0,00%	CLIENTE
MVT4	50	34290	1997	02/02/2000	2000	ECUATRAN	3,40%	CLIENTE
MVT3	37,5	101446	1998	02/02/2000	2000	ECUATRAN	1,40%	EMPRESA
MVT3	50	105133	1998	04/12/2000	2000	MAGNETRON	3,80%	EMPRESA
MVT3	50	105135	1998	04/12/2000	2000	MAGNETRON	3,91%	EMPRESA
MVT4	75	34748	1996	20/12/2000	2000	ECUATRAN	2,50%	CLIENTE
MVT3	50	36793	---	28/02/1996	---	ECUATRAN	1,50%	EMPRESA
MVT4	100	101461	---	02/05/2000	2000	MORETRAN	1,00%	CLIENTE
MVT4	100	34750	1996	01/12/2003	2003	ECUATRAN	4,10%	CLIENTE
MVT3	25	37673	2000	02/05/2000	2000	ECUATRAN	1,40%	EMPRESA
MVT8	30	105603	2000	01/07/2000	2000	INATRA	3,00%	CLIENTE
MVT3	37,5	36419	1998	02/02/2000	2000	ECUATRAN	1,50%	EMPRESA
MVT3	37,5	36437	1998	---	2000	ECUATRAN	1,50%	EMPRESA
MVT3	37,5	36372	1998	02/05/2000	2000	ECUATRAN	1,50%	EMPRESA
MVT3	37,5	36388	1998	01/12/2003	2003	ECUATRAN	1,50%	EMPRESA
MVT3	37,5	100481	1998	02/05/2000	2000	ECUATRAN	1,60%	EMPRESA
MVT3	37,5	100482	1998	02/10/1998	---	ECUATRAN	1,50%	EMPRESA
MVT3	37,5	100484	1998	02/10/1998	---	ECUATRAN	1,50%	EMPRESA
MVT3	25	100488	1998	02/05/2000	2000	ECUATRAN	1,70%	EMPRESA
MVT4	75	101597	1998	30/06/1999	2000	MAGNETRON	4,01%	EMPRESA

MONTAJE	*POTENCIA*	*#EMPRESA*	*AÑO FAB.*	*AÑO INST.TRAFO*	*FECHA PROY.*	*MARCA*	*IMPEDANCIA*	*PROPIETARIO*
MVT3	37,5	106193	2000	19/06/2001	2000	ECUATRAN	1,60%	CLIENTE
MVT4	100	100557	1996	23/01/2006	2004	MAGNETRON	5,05%	CLIENTE
MVT3	50	100561	1996	02/02/2000	2000	MAGNETRON	3,98%	CLIENTE
MVT3	50	100564	1996	02/02/2000	2000	MAGNETRON	3,74%	CLIENTE
MVT3	37,5	100566	1996	02/02/2000	2000	MAGNETRON	4,21%	CLIENTE
MVT3	50	100568	1996	02/02/2000	2000	MAGNETRON	3,79%	CLIENTE
MVT4	100	100571	1996	02/02/2000	2000	MAGNETRON	4,91%	CLIENTE
MVT4	100	100575	1996	23/01/2006	2004	MAGNETRON	5,23%	CLIENTE
MVT4	75	100576	1996	02/02/2000	2000	MAGNETRON	4,01%	CLIENTE
MVT4	75	100578	1996	23/01/2006	2004	MAGNETRON	3,97%	CLIENTE
MVT3	25	100579	1996	02/02/2000	2000	MAGNETRON	3,71%	CLIENTE
MVT4	75	100583	1996	23/01/2006	2004	MAGNETRON	4,08%	CLIENTE
MVT4	100	100584	1996	23/01/2006	2004	MAGNETRON	4,88%	CLIENTE
MVT4	100	100585	1996	02/02/2000	2000	MAGNETRON	4,91%	CLIENTE
MVT3	37,5	100586	1996	02/02/2000	2000	MAGNETRON	4,29%	CLIENTE
MVT3	37,5	100587	1996	02/02/2000	2000	MAGNETRON	4,31%	CLIENTE
MVT3	50	100588	1996	02/05/2000	2000	MAGNETRON	3,91%	EMPRESA
MVT3	37,5	100589	1996	02/02/2000	2000	MAGNETRON	4,25%	CLIENTE
MVT3	37,5	100591	1996	02/02/2000	2000	MAGNETRON	4,31%	CLIENTE
MVT3	37,5	100593	1996	02/02/2000	2000	MAGNETRON	4,20%	CLIENTE
MVT3	50	100595	1996	02/02/2000	2000	MAGNETRON	3,82%	CLIENTE
MVT3	25	100597	1996	02/02/2000	2000	MAGNETRON	3,60%	CLIENTE
MVT4	100	100599	1996	23/01/2006	2004	MAGNETRON	5,03%	CLIENTE
MVT4	100	100602	1996	02/02/2000	2000	MAGNETRON	4,96%	CLIENTE
MVT4	100	100604	1996	23/01/2006	2004	MAGNETRON	5,13%	CLIENTE
MVT4	100	100606	1996	02/05/2000	2000	MAGNETRON	4,84%	EMPRESA
MVT3	25	101657	1995	02/02/2000	2000	ECUATRAN	1,60%	EMPRESA
MVT3	37,5	107030	2000	26/01/2001	2000	ECUATRAN	0,00%	CLIENTE
MVT3	25	107033	2001	26/01/2001	2000	ECUATRAN	0,00%	CLIENTE
MVT3	37,5	107037	2000	02/05/2000	2000	ECUATRAN	0,00%	EMPRESA
MVT3	37,5	107044	2000	02/05/2000	2000	ECUATRAN	0,00%	EMPRESA
MVT3	37,5	107046	2001	02/05/2000	2000	ECUATRAN	0,00%	EMPRESA
MVT3	25	107049	2001	02/05/2000	2000	ECUATRAN	0,00%	EMPRESA
MVT3	25	107063	2001	01/12/2003	2003	ECUATRAN	1,40%	CLIENTE
MVT3	25	107064	2001	02/05/2000	2000	ECUATRAN	0,00%	EMPRESA
MVT3	37,5	107066	2000	02/05/2000	2000	ECUATRAN	0,00%	EMPRESA
MVT3	25	107068	2000	02/05/2000	2000	ECUATRAN	0,00%	EMPRESA
MVT3	37,5	107165	2000	22/03/2001	2000	MAGNETRON	0,00%	CLIENTE
MVT3	50	100643	1996	02/02/2000	2000	MAGNETRON	3,68%	CLIENTE
MVT3	25	114986	2002	31/12/1993	---	ECUATRAN	1,60%	CLIENTE
MVT3	25	115034	2002	13/08/2003	2001	ECUATRAN	1,60%	EMPRESA
MVT3	25	38550	2003	26/10/2003	2003	RYMEL	2,74%	EMPRESA
MVT8	30	17285	---	31/12/1993	---	INATRA	3,60%	EMPRESA
MVT4	112,5	30339	---	13/09/1995	---	INATRA	3,12%	EMPRESA
MVT4	50	20757	---	02/10/1998	---	ECUATRAN	4,30%	EMPRESA
MVT4	45	24308	---	20/12/2001	2001	WESTINGHOUSE	3,66%	CLIENTE
MVT3	37,5	28438	---	02/02/2000	2000	SIEMENS	1,00%	EMPRESA
MVT4	30	20772	---	02/02/2000	2000	ECUATRAN	4,20%	EMPRESA
MVT4	75	20774	---	02/02/2000	2000	ECUATRAN	4,30%	EMPRESA
MVT4	75	20770	---	02/02/2000	2000	ECUATRAN	4,20%	EMPRESA
MVT4	50	20767	---	01/12/2003	2003	ECUATRAN	4,20%	EMPRESA
MVT4	50	20766	---	02/10/1998	---	ECUATRAN	4,20%	EMPRESA
MVT4	75	20764	---	02/02/2000	2000	ECUATRAN	4,20%	EMPRESA
MVT4	50	20763	---	02/10/1998	---	ECUATRAN	4,30%	EMPRESA
MVT4	50	20759	---	02/10/1998	---	ECUATRAN	4,30%	EMPRESA
MVT4	50	20760	---	02/10/1998	---	ECUATRAN	4,20%	EMPRESA
MVT4	50	17742	---	02/02/2000	2000	T.P.L.	0,00%	EMPRESA
MVT4	75	17743	1992	01/12/2003	2003	T.P.L.	1,88%	CLIENTE
MVT3	15	111661	---	07/12/2004	2004	ECUATRAN	3,00%	EMPRESA
MVT4	45	18167	---	31/12/1993	---	UNIAO	4,15%	EMPRESA
MVT3	25	38481	2003	02/02/2000	2000	RYMEL	2,76%	EMPRESA
MVT3	25	38487	2003	26/10/2003	2004	RYMEL	2,73%	EMPRESA
MVT4	75	24714	---	02/02/2000	2000	ECUATRAN	4,10%	EMPRESA
MVT3	25	111958	2001	04/06/2003	1999	ECUATRAN	0,00%	EMPRESA
MVT3	37,5	37976	2001	02/02/2000	2000	MAGNETRON	3,50%	EMPRESA
MVT4	112,5	30782	---	31/12/1993	2000	INATRA	3,83%	EMPRESA

MONTAJE	*POTENCIA*	*#EMPRESA*	*AÑO FAB.*	*AÑO INST.TRAFO*	*FECHA PROY.*	*MARCA*	*IMPEDANCIA*	*PROPIETARIO*
MVT4	125	115806	2003	02/05/2000	2003	INATRA	1,25%	EMPRESA
MVT4	50	70902	---	02/05/2000	---	UNIAO	4,00%	EMPRESA
MVT4	30	115857	2003	05/08/2003	2003	INATRA	0,00%	EMPRESA
MVT4	50	70491	---	02/02/2000	2000	ECUATRAN	4,00%	EMPRESA
MVT3	37,5	14705	---	02/05/2000	2000	UNIAO	2,50%	EMPRESA
MVT3	37,5	116032	2003	02/12/2002	2002	MAGNETRON	0,00%	CLIENTE
MVT4	75	15505	---	31/12/1993	---	TRANSUNEL	3,80%	CLIENTE
MVT3	37,5	27851	---	02/02/2000	2000	---	2,30%	EMPRESA
MVT3	25	24849	---	02/02/2000	2000	ECUATRAN	3,20%	EMPRESA
MVT3	50	24852	---	13/01/1994	2000	ECUATRAN	1,80%	EMPRESA
MVT3	50	24854	---	13/01/1994	2000	ECUATRAN	1,70%	EMPRESA
MVT3	25	113480	2001	13/10/2003	2000	ECUATRAN	1,00%	CLIENTE
MVT3	37,5	113482	2001	13/10/2003	2000	ECUATRAN	1,00%	CLIENTE
MVT3	25	113484	2001	13/10/2003	2000	ECUATRAN	1,00%	CLIENTE
MVT3	37,5	113487	2001	13/10/2003	2000	ECUATRAN	1,00%	CLIENTE
MVT3	50	113490	2001	13/10/2003	2000	ECUATRAN	1,00%	CLIENTE
MVT3	25	38070	2002	25/06/2002	2002	ECUATRAN	1,40%	EMPRESA
MVT3	50	38135	2002	01/12/2003	2003	ECUATRAN	1,40%	EMPRESA
MVT3	37,5	24776	---	31/12/1993	---	ECUATRAN	5,00%	EMPRESA
MVT3	25	20267	2002	02/05/2000	2000	ECUATRAN	3,20%	EMPRESA
MVT3	50	115536	2002	02/01/2003	2002	ECUATRAN	0,00%	CLIENTE
MVT3	37,5	30336	---	02/02/2000	2000	ECUATRAN	2,70%	EMPRESA
MVT3	15	113861	2002	02/05/2000	2000	MAGNETRON	0,00%	CLIENTE
MVT3	25	113863	2002	02/05/2000	2000	MAGNETRON	0,00%	CLIENTE
MVT4	45	38273	2002	02/05/2000	2000	ECUATRAN	3,43%	EMPRESA
MVT3	50	31169	---	02/05/2000	2000	MAGNETRON	3,79%	EMPRESA
MVT3	50	31167	---	05/02/2000	2000	MAGNETRON	3,79%	EMPRESA
MVT4	75	24710	---	02/02/2000	2000	ECUATRAN	4,20%	EMPRESA
MVT4	75	24711	---	02/02/2000	2000	ECUATRAN	0,00%	EMPRESA
MVT4	75	24702	---	02/02/2000	2000	ECUATRAN	4,30%	EMPRESA
MVT4	75	24703	---	02/02/2000	2000	ECUATRAN	4,20%	EMPRESA
MVT4	75	24705	---	02/02/2000	2000	ECUATRAN	4,20%	EMPRESA
MVT3	50	24744	---	03/07/2002	---	ECUATRAN	1,39%	EMPRESA
MVT4	75	50983	---	02/05/2000	2000	---	0,00%	EMPRESA
MVT3	50	39216	2004	26/04/2005	---	ECUATRAN	1,30%	EMPRESA
MVT3	37,5	24747	---	31/12/1993	---	ECUATRAN	2,80%	EMPRESA
MVT3	37,5	24948	---	02/02/2000	2000	ECUATRAN	2,70%	EMPRESA
MVT3	37,5	16192	---	07/12/2004	2004	GENERAL ELECTRIC	2,50%	EMPRESA
MVT3	25	33919	---	02/02/2000	2000	ECUATRAN	3,50%	EMPRESA
MVT3	37,5	34279	---	02/05/2000	2000	ECUATRAN	1,70%	EMPRESA
MVT3	37,5	16238	---	31/12/1993	2000	ECUATRAN	3,00%	EMPRESA
MVT3	15	33972	---	01/12/2003	2003	ECUATRAN	1,90%	EMPRESA
MVT3	15	33977	---	01/12/2003	2003	ECUATRAN	0,00%	EMPRESA
MVT3	15	33978	---	01/12/2003	2003	ECUATRAN	1,80%	EMPRESA
MVT4	45	17987	---	02/02/2000	2000	UNIAO	3,95%	EMPRESA
MVT3	37,5	34472	---	08/10/1997	2000	ECUATRAN	1,60%	EMPRESA
MVT3	37,5	34471	---	08/10/1997	2000	ECUATRAN	1,60%	EMPRESA
MVT3	37,5	34473	---	08/10/1997	2000	ECUATRAN	1,60%	EMPRESA
MVT3	25	70680	1992	01/12/2003	2003	ECUATRAN	3,30%	EMPRESA
MVT3	37,5	20596	---	31/12/1993	---	ECUATRAN	2,30%	EMPRESA
MVT3	25	20599	---	01/12/2003	2003	ECUATRAN	3,30%	EMPRESA
MVT3	25	19991	---	02/05/2000	2000	ECUATRAN	3,30%	EMPRESA
MVT3	37,5	20595	---	01/01/1900	2000	ECUATRAN	2,70%	EMPRESA
MVT3	25	20593	---	02/05/2000	2000	ECUATRAN	3,30%	EMPRESA
MVT3	50	31180	---	28/02/1996	---	ASEA	1,70%	EMPRESA
MVT3	50	31181	---	05/07/1996	---	ASEA	1,70%	EMPRESA
MVT3	25	31582	---	24/06/1996	---	ECUATRAN	1,60%	EMPRESA
MVT3	37,5	27451	---	29/11/1994	2000	ECUATRAN	2,30%	EMPRESA
MVT3	25	31581	---	24/06/1996	---	ECUATRAN	1,60%	EMPRESA
MVT3	37,5	31986	---	02/02/2000	2000	ECUATRAN	1,70%	EMPRESA
MVT8	45	5617	---	31/12/1993	---	WESTINGHOUSE	0,70%	EMPRESA
MVT3	37,5	32422	---	02/02/2000	2000	MAGNETRON	2,84%	CLIENTE
MVT3	37,5	24945	---	02/02/2000	2000	ECUATRAN	3,00%	EMPRESA
MVT3	25	21404	---	02/07/2008	2000	ECUATRAN	3,60%	EMPRESA
MVT3	50	24947	---	02/02/2000	2000	ECUATRAN	1,80%	EMPRESA
MVT3	25	24938	---	02/02/2000	2000	ECUATRAN	3,20%	EMPRESA

MONTAJE	*POTENCIA*	*#EMPRESA*	*AÑO FAB.*	*AÑO INST.TRAFO*	*FECHA PROY.*	*MARCA*	*IMPEDANCIA*	*PROPIETARIO*
MVT4	30	5778	---	02/02/2000	2000	WESTINGHOUSE	1,40%	EMPRESA
MVT3	37,5	30847	---	02/10/1998	---	ECUATRAN	1,90%	EMPRESA
MVT3	37,5	30849	---	02/05/2000	2000	ECUATRAN	1,60%	EMPRESA
MVT3	37,5	33629	---	02/02/2000	2000	ECUATRAN	1,80%	CLIENTE
MVT4	60	15508	---	02/10/1998	---	LE'TRANSFORMA	4,00%	CLIENTE
MVT3	25	12966	---	01/12/2003	2003	ECUATRAN	4,00%	EMPRESA
MVT4	75	12901	---	02/05/2000	2000	WESTINGHOUSE	0,00%	EMPRESA
MVT3	37,5	27845	---	26/05/1994	2000	INATRA	2,70%	EMPRESA
MVT4	45	14285	---	01/12/2003	2003	INATRA	3,54%	EMPRESA
MVT4	50	32529	---	01/01/1994	---	INATRA	3,10%	CLIENTE
MVT3	37,5	32412	---	12/12/1996	---	ECUATRAN	2,80%	EMPRESA
MVT3	25	32418	---	12/12/1996	---	ECUATRAN	1,50%	EMPRESA
MVT3	25	32410	---	13/10/2003	2000	ECUATRAN	3,00%	EMPRESA
MVT3	37,5	32416	---	12/12/1996	---	ECUATRAN	2,40%	EMPRESA
MVT3	37,5	32409	---	13/10/2003	2000	ECUATRAN	2,40%	EMPRESA
MVT3	15	32431	---	12/12/1996	---	ECUATRAN	1,00%	EMPRESA
MVT4	45	17590	---	02/10/1998	---	TRANSUNEL	4,00%	EMPRESA
MVT3	37,5	31020	---	26/12/1997	---	ECUATRAN	1,60%	EMPRESA
MVT3	37,5	32547	---	01/01/2004	2004	SIEMENS	3,20%	EMPRESA
MVT3	37,5	32530	---	10/04/1997	---	---	4,00%	EMPRESA
MVT3	37,5	32532	---	10/04/1997	---	---	4,01%	EMPRESA
MVT3	37,5	100485	1998	02/05/2000	2000	ECUATRAN	1,50%	EMPRESA
MVT3	50	100500	1998	02/02/2000	2000	ECUATRAN	1,70%	CLIENTE
MVT3	50	100502	1998	02/02/2000	2000	ECUATRAN	1,70%	CLIENTE
MVT4	100	100556	1996	23/01/2006	2004	MAGNETRON	4,94%	CLIENTE
MVT3	37,5	100558	1996	02/02/2000	2000	MAGNETRON	4,24%	CLIENTE
MVT3	50	100560	1996	02/02/2000	2000	MAGNETRON	3,80%	CLIENTE
MVT3	37,5	100562	1996	02/02/2000	2000	MAGNETRON	4,37%	CLIENTE
MVT3	37,5	100563	1996	02/02/2000	2000	MAGNETRON	4,43%	CLIENTE
MVT3	37,5	100565	1996	02/02/2000	2000	MAGNETRON	4,26%	CLIENTE
MVT3	50	100567	1996	02/02/2000	2000	MAGNETRON	3,79%	CLIENTE
MVT3	25	100570	1996	02/02/2000	2000	MAGNETRON	3,68%	CLIENTE
MVT4	100	100572	1996	02/05/2000	2000	MAGNETRON	5,15%	CLIENTE
MVT4	100	100577	1997	02/02/2000	2000	INATRA	3,39%	CLIENTE
MVT3	25	100580	1996	02/02/2000	2000	MAGNETRON	3,67%	CLIENTE
MVT3	25	100581	1996	02/02/2000	2000	MAGNETRON	3,95%	CLIENTE
MVT3	50	100590	1996	02/02/2000	2000	MAGNETRON	3,81%	CLIENTE
MVT3	50	100592	1996	02/02/2000	2000	MAGNETRON	3,70%	CLIENTE
MVT3	37,5	100594	1996	02/02/2000	2000	MAGNETRON	4,20%	CLIENTE
MVT3	37,5	100596	1996	02/02/2000	2000	MAGNETRON	4,21%	CLIENTE
MVT4	100	100598	1996	23/01/2006	2004	MAGNETRON	4,48%	CLIENTE
MVT4	100	100600	1996	23/01/2006	2004	MAGNETRON	4,90%	CLIENTE
MVT4	100	100601	1996	23/01/2006	2004	MAGNETRON	3,01%	CLIENTE
MVT4	75	100603	1996	23/01/2006	2004	MAGNETRON	4,99%	CLIENTE
MVT3	10	100605	1996	23/01/2006	2004	MAGNETRON	3,43%	CLIENTE
MVT4	100	100607	1996	02/05/2000	2000	MAGNETRON	5,03%	EMPRESA
MVT4	50	34284	1997	02/02/2000	2000	ECUATRAN	3,90%	CLIENTE
MVT4	50	34293	1997	02/02/2000	2000	ECUATRAN	2,60%	CLIENTE
MVT4	75	34297	1997	02/02/2000	2000	ECUATRAN	2,60%	CLIENTE
MVT4	75	34285	1997	02/02/2000	2000	ECUATRAN	0,00%	CLIENTE
MVT4	75	34291	1997	02/02/2000	2000	ECUATRAN	2,70%	EMPRESA
MVT4	75	34294	1996	02/02/2000	2000	ECUATRAN	0,00%	CLIENTE
MVT4	100	34282	1997	02/02/2000	2000	ECUATRAN	4,40%	CLIENTE
MVT4	100	34289	1997	02/02/2000	1994	ECUATRAN	0,00%	CLIENTE
MVT3	50	103613	1999	14/06/2001	1999	ECUATRAN	1,60%	CLIENTE
MVT4	50	20769	---	31/12/1993	2000	ECUATRAN	4,20%	EMPRESA
MVT4	75	15511	1978	02/02/2000	2000	TRANSUNEL	3,30%	CLIENTE
MVT3	25	100644	1996	02/02/2000	2000	MAGNETRON	3,65%	CLIENTE
MVT3	25	100682	1997	02/02/2000	2000	ECUATRAN	1,60%	CLIENTE
MVT3	25	36838	1998	02/07/1996	---	ECUATRAN	1,50%	EMPRESA
MVT3	25	36869	1998	02/05/2000	2000	ECUATRAN	1,40%	EMPRESA
MVT4	100	103894	1996	01/12/2003	2003	ECUATRAN	4,10%	CLIENTE
MVT4	100	103895	1996	21/12/2000	2000	ECUATRAN	4,10%	CLIENTE
MVT4	100	103896	1997	21/12/2000	2000	ECUATRAN	0,00%	CLIENTE
MVT4	100	103897	1997	21/12/2000	2000	ECUATRAN	0,00%	CLIENTE
MVT4	75	103905	1997	21/12/2000	2000	ECUATRAN	0,00%	CLIENTE

MONTAJE	*POTENCIA*	*#EMPRESA*	*AÑO FAB.*	*AÑO INST.TRAFO*	*FECHA PROY.*	*MARCA*	*IMPEDANCIA*	*PROPIETARIO*
MVT4	50	103907	1996	05/02/2000	2000	ECUATRAN	3,80%	CLIENTE
MVT4	100	103909	1996	05/02/2000	2000	ECUATRAN	0,00%	CLIENTE
MVT4	75	70679	---	02/05/2000	2000	T.P.L.	4,00%	EMPRESA
MVT3	25	38386	---	20/01/2003	2000	ECUATRAN	1,40%	EMPRESA
MVT8	45	35572	---	31/05/2005	2005	SIEMENS	3,10%	EMPRESA
MVT4	112,5	35380	1994	01/12/2003	2003	INATRA	3,88%	EMPRESA
MVT3	50	116031	2003	02/12/2002	2002	MAGNETRON	0,00%	CLIENTE
MVT3	25	33106	---	26/12/1997	---	ECUATRAN	1,70%	EMPRESA
MVT3	37,5	34685	---	18/11/1997	2000	ECUATRAN	1,70%	EMPRESA
MVT3	50	100819	1998	02/02/2000	2000	ECUATRAN	1,70%	CLIENTE
MVT3	15	104972	---	31/12/1993	---	M. G. EDISON	2,70%	EMPRESA
MVT3	50	105134	1998	04/12/2000	2000	MAGNETRON	3,84%	EMPRESA
MVT3	25	105136	2000	04/12/2000	2000	MAGNETRON	0,00%	EMPRESA
MVT3	25	70791	---	02/02/2000	2000	ECUATRAN	4,00%	EMPRESA
MVT3	25	100855	1998	14/06/1999	1999	ECUATRAN	0,00%	EMPRESA
MVT3	37,5	37085	1998	16/11/1998	---	MAGNETRON	4,28%	CLIENTE
MVT3	50	37081	1998	16/11/1998	---	MAGNETRON	3,88%	CLIENTE
MVT3	25	37083	1998	16/11/1998	---	MAGNETRON	3,47%	CLIENTE
MVT3	25	37080	1998	16/11/1998	---	MAGNETRON	3,52%	CLIENTE
MVT4	50	34749	1996	01/12/2003	2003	ECUATRAN	3,80%	CLIENTE
MVT4	100	34753	1996	20/12/2000	2000	ECUATRAN	0,00%	CLIENTE
MVT4	100	105361	1996	20/12/2000	2000	ECUATRAN	0,00%	CLIENTE
MVT3	25	37697	2000	02/05/2000	2000	ECUATRAN	1,40%	EMPRESA
MVT3	25	113160	2002	20/11/2002	2001	MAGNETRON	1,60%	CLIENTE
MVT3	25	113293	---	18/11/1997	---	ECUATRAN	0,00%	EMPRESA
MVT4	100	101017	---	31/12/1993	---	LE'TRANSFORMA	0,00%	EMPRESA
MVT3	37,5	106192	2000	19/06/2001	2001	ECUATRAN	1,50%	CLIENTE
MVT3	37,5	106194	2000	19/06/2001	2001	ECUATRAN	1,60%	CLIENTE
MVT3	37,5	106195	2000	19/06/2001	2001	ECUATRAN	1,60%	CLIENTE
MVT3	25	107031	2001	26/01/2001	2000	ECUATRAN	0,00%	CLIENTE
MVT3	37,5	107032	2000	26/01/2001	2000	ECUATRAN	1,37%	CLIENTE
MVT3	25	107034	2001	26/01/2001	2000	ECUATRAN	0,00%	EMPRESA
MVT3	37,5	24775	---	31/12/1993	---	ECUATRAN	2,00%	EMPRESA
MVT3	25	107036	2001	02/01/2002	2002	ECUATRAN	0,00%	CLIENTE
MVT3	37,5	107043	2000	02/05/2000	2000	ECUATRAN	0,00%	CLIENTE
MVT3	37,5	107045	2000	02/05/2000	2000	ECUATRAN	0,00%	CLIENTE
MVT3	25	107047	2001	02/05/2000	2000	ECUATRAN	0,00%	EMPRESA
MVT3	37,5	107048	2001	02/05/2000	2000	ECUATRAN	0,00%	EMPRESA
MVT3	25	107050	2001	02/05/2000	2000	ECUATRAN	0,00%	EMPRESA
MVT3	25	107065	2001	02/05/2000	2000	ECUATRAN	1,00%	EMPRESA
MVT3	50	107067	2000	02/05/2000	2000	ECUATRAN	1,50%	EMPRESA
MVT3	25	107069	2001	02/05/2000	2000	ECUATRAN	0,00%	EMPRESA
MVT3	50	107168	2000	22/03/2001	2000	MAGNETRON	3,10%	CLIENTE
MVT4	45	107763	---	07/09/2001	2001	LE'TRANSFORMA	4,00%	EMPRESA
MVT3	37,5	114929	2002	05/02/2000	2002	RYMEL	2,68%	CLIENTE
MVT4	50	100099	---	31/12/1993	---	TRANSUNEL	4,00%	EMPRESA
MVT3	37,5	36436	1998	02/10/1998	2000	ECUATRAN	1,50%	EMPRESA
MVT3	37,5	36393	1998	02/10/1998	2000	ECUATRAN	1,50%	EMPRESA
MVT3	37,5	36378	1998	02/10/1998	2000	ECUATRAN	1,50%	EMPRESA
MVT3	37,5	36387	1998	02/10/1998	2000	ECUATRAN	1,50%	EMPRESA
MVT3	37,5	36435	1998	02/10/1998	2000	ECUATRAN	1,50%	EMPRESA
MVT3	50	101387	1998	14/06/1999	1999	ECUATRAN	0,00%	EMPRESA
MVT3	37,5	114962	2002	10/02/1998	2002	RYMEL	2,62%	CLIENTE
MVT3	50	101412	1998	04/06/2003	1999	ECUATRAN	1,50%	EMPRESA
MVT3	50	101415	1999	04/06/2003	1999	ECUATRAN	1,50%	EMPRESA
MVT3	25	101422	1998	02/05/2000	2000	ECUATRAN	1,40%	CLIENTE
MVT3	25	101423	1998	02/05/2000	2000	ECUATRAN	1,50%	CLIENTE
MVT3	37,5	101425	1998	02/05/2000	2000	ECUATRAN	1,40%	CLIENTE
MVT3	50	101426	1998	02/05/2000	2000	ECUATRAN	1,30%	CLIENTE
MVT3	50	101427	1998	02/05/2000	2000	ECUATRAN	1,50%	CLIENTE
MVT4	50	109049	2001	25/07/2001	2001	INATRA	2,70%	CLIENTE
MVT3	37,5	37742	2001	07/09/2001	2001	ECUATRAN	1,50%	EMPRESA
MVT3	37,5	37722	2001	07/09/2001	2001	ECUATRAN	1,50%	EMPRESA
MVT3	37,5	37721	2001	07/09/2001	2001	ECUATRAN	1,50%	EMPRESA
MVT3	37,5	37745	2001	09/05/2001	2001	ECUATRAN	1,50%	EMPRESA
MVT4	50	37709	2001	17/05/2002	2000	RYMEL	3,32%	EMPRESA

MONTAJE	*POTENCIA*	*#EMPRESA*	*AÑO FAB.*	*AÑO INST.TRAFO*	*FECHA PROY.*	*MARCA*	*IMPEDANCIA*	*PROPIETARIO*
MVT4	90	15512	---	02/05/2000	2000	A.E.G.	4,10%	EMPRESA
MVT3	25	36467	1998	02/02/2000	2000	ECUATRAN	1,70%	EMPRESA
MVT3	37,5	37184	1999	10/04/1997	---	ECUATRAN	1,00%	EMPRESA
MVT3	37,5	37166	1999	02/02/2000	2000	ECUATRAN	1,60%	EMPRESA
MVT3	50	37809	2001	09/05/2001	2001	ASEA BROWN-BO	3,45%	EMPRESA
MVT3	50	37811	2001	25/06/2002	2002	ASEA BROWN-BO	3,45%	EMPRESA
MVT3	50	37834	2001	01/07/2002	2000	ASEA BROWN-BO	3,45%	EMPRESA
MVT3	50	37837	2001	25/06/2002	2002	ASEA BROWN-BO	3,45%	EMPRESA
MVT3	50	37842	2001	09/05/2001	2001	ASEA BROWN-BO	3,45%	EMPRESA
MVT3	25	109689	2001	10/09/2001	2001	ECUATRAN	1,50%	CLIENTE
MVT3	25	109691	2001	10/09/2001	2001	ECUATRAN	1,50%	CLIENTE
MVT3	37,5	109790	2000	11/09/2001	2000	ECUATRAN	1,50%	CLIENTE
MVT3	37,5	109792	2000	11/09/2001	2000	ECUATRAN	1,50%	CLIENTE
MVT3	37,5	109794	2000	11/09/2001	2000	ECUATRAN	1,50%	CLIENTE
MVT3	37,5	37576	1999	02/02/2000	2000	ECUATRAN	1,40%	EMPRESA
MVT3	25	101658	1978	02/02/2000	2000	GENERAL ELECTRIC	2,02%	EMPRESA
MVT3	15	35479	1994	30/06/1997	---	MAGNETRON	3,35%	EMPRESA
MVT3	37,5	37497	1999	02/02/2000	2000	ECUATRAN	1,40%	EMPRESA
MVT3	37,5	37470	1999	01/01/2004	2004	ECUATRAN	1,40%	EMPRESA
MVT4	100	164758	2007	19/07/2007	2007	INATRA	4,00%	EMPRESA
MVT4	100	15514	---	02/05/2000	2000	LE'TRANSFORMA	4,00%	EMPRESA
MVT3	50	37406	1999	07/12/2004	2004	ECUATRAN	1,50%	EMPRESA
MVT3	37,5	36230	1997	02/02/2000	2000	ECUATRAN	0,00%	CLIENTE
MVT3	25	37089	1998	16/11/1998	---	ECUATRAN	1,70%	CLIENTE
MVT3	50	37090	1998	16/11/1998	---	ECUATRAN	1,40%	CLIENTE
MVT3	50	37088	1998	16/11/1998	---	ECUATRAN	1,70%	CLIENTE
MVT3	37,5	37999	2001	01/01/2004	2004	MAGNETRON	3,50%	EMPRESA
MVT3	50	37036	1997	13/10/2003	2000	ECUATRAN	1,50%	EMPRESA
MVT3	50	37032	1994	02/05/2000	2000	ECUATRAN	1,60%	EMPRESA
MVT3	37,5	37034	1997	02/05/2000	2000	ECUATRAN	1,50%	EMPRESA
MVT3	25	37035	1997	02/05/2000	2000	ECUATRAN	1,60%	EMPRESA
MVT3	25	102251	1999	02/05/2000	2000	INATRA	2,70%	CLIENTE
MVT3	37,5	102253	1999	02/05/2000	2000	INATRA	1,96%	CLIENTE
MVT3	37,5	102255	1999	02/05/2000	2000	INATRA	2,20%	CLIENTE
MVT3	50	37397	1999	01/01/2004	2004	ECUATRAN	1,50%	EMPRESA
MVT4	100	70903	---	02/05/2000	2000	UNIAO	4,00%	EMPRESA
MVT3	37,5	24778	1992	01/12/2003	2003	ECUATRAN	2,90%	CLIENTE
MVT3	50	24746	1992	01/12/2003	2003	ECUATRAN	1,90%	CLIENTE
MVT3	37,5	24749	1992	01/12/2003	2003	ECUATRAN	1,80%	CLIENTE
MVT3	37,5	24781	1992	01/12/2003	2003	ECUATRAN	2,70%	CLIENTE
MVT3	37,5	24773	1992	01/12/2003	2003	ECUATRAN	2,80%	CLIENTE
MVT3	37,5	24741	1992	01/12/2003	2003	ECUATRAN	2,80%	CLIENTE
MVT3	50	24742	1992	01/12/2003	2003	ECUATRAN	1,50%	CLIENTE
MVT3	50	24745	1992	01/12/2003	2003	ECUATRAN	1,80%	CLIENTE
MVT3	25	24743	1992	01/12/2003	2003	ECUATRAN	3,50%	CLIENTE
MVT3	25	24780	1992	01/12/2003	2003	ECUATRAN	4,50%	CLIENTE
MVT3	37,5	24777	1992	31/12/1993	---	ECUATRAN	3,00%	CLIENTE
MVT3	37,5	37070	1992	01/12/2003	2003	ECUATRAN	1,50%	CLIENTE
MVT3	37,5	37075	1992	01/12/2003	2003	ECUATRAN	1,50%	CLIENTE
MVT3	37,5	37076	1992	01/12/2003	2003	ECUATRAN	1,50%	CLIENTE
MVT3	25	21680	1992	01/12/2003	2003	ECUATRAN	3,30%	CLIENTE
MVT3	37,5	37078	1992	01/12/2003	2003	ECUATRAN	1,50%	CLIENTE
MVT3	25	111956	2001	04/06/2003	1999	ECUATRAN	0,00%	CLIENTE
MVT3	37,5	111959	2001	04/06/2003	1999	ECUATRAN	0,00%	CLIENTE
MVT3	37,5	35334	1998	02/02/2000	2000	T.P.L.	1,74%	EMPRESA
MVT3	50	101416	1999	04/06/2003	1999	ECUATRAN	1,50%	EMPRESA
MVT3	37,5	113481	2001	13/10/2003	2000	ECUATRAN	1,00%	CLIENTE
MVT3	37,5	113483	2001	13/10/2003	2000	ECUATRAN	1,00%	CLIENTE
MVT3	37,5	32840	1992	01/12/2003	2003	ECUATRAN	3,00%	CLIENTE
MVT3	50	113491	2001	13/10/2003	2000	ECUATRAN	1,00%	CLIENTE
MVT3	50	113489	2001	13/10/2003	2000	ECUATRAN	1,00%	CLIENTE
MVT3	37,5	113488	2001	13/10/2003	2000	ECUATRAN	1,00%	CLIENTE
MVT3	25	70680	1992	01/12/2003	2003	ECUATRAN	3,30%	EMPRESA
MVT3	15	30320	1992	01/12/2003	2003	ECUATRAN	2,90%	EMPRESA
MVT4	45	24478	1992	31/12/1993	---	ECUATRAN	4,40%	EMPRESA
MVT3	37,5	24779	1992	01/12/2003	2003	ECUATRAN	3,00%	EMPRESA

MONTAJE	*POTENCIA*	*#EMPRESA*	*AÑO FAB.*	*AÑO INST.TRAFO*	*FECHA PROY.*	*MARCA*	*IMPEDANCIA*	*PROPIETARIO*
MVT4	25	100569	1996	01/12/2003	2003	MAGNETRON	3,66%	CLIENTE
MVT4	100	100573	1996	23/01/2006	2004	MAGNETRON	4,59%	CLIENTE
MVT3	50	37019	---	01/12/2003	2003	ECUATRAN	1,50%	CLIENTE
MVT3	37,5	37977	2001	01/12/2003	2003	MAGNETRON	3,50%	EMPRESA
MVT3	37,5	37071	1992	01/12/2003	2003	ECUATRAN	1,50%	CLIENTE
MVT3	37,5	37072	1992	01/12/2003	2003	ECUATRAN	1,50%	CLIENTE
MVT3	37,5	37074	1992	01/12/2003	2003	ECUATRAN	1,50%	CLIENTE
MVT3	15	73400	---	01/12/2003	2003	ECUATRAN	1,80%	EMPRESA
MVT3	15	73401	---	01/12/2003	2003	ECUATRAN	1,90%	EMPRESA
MVT3	15	35502	1994	01/12/2003	2003	ECUATRAN	2,70%	EMPRESA
MVT3	15	73402	---	01/12/2003	2003	ECUATRAN	1,80%	EMPRESA
MVT3	15	73403	---	01/12/2003	2003	ECUATRAN	1,90%	EMPRESA
MVT3	10	73404	---	01/12/2003	2003	ECUATRAN	2,90%	EMPRESA
MVT4	30	73405	---	01/12/2003	2003	UNIAO	4,80%	EMPRESA
MVT3	37,5	73406	---	01/12/2003	2003	ECUATRAN	2,70%	EMPRESA
MVT4	75	73407	---	01/12/2003	2003	LE'TRANSFORMA	3,80%	EMPRESA
MVT3	37,5	73408	---	01/12/2003	2003	ECUATRAN	2,80%	EMPRESA
MVT3	37,5	34277	---	01/12/2003	2003	ECUATRAN	1,70%	EMPRESA
MVT3	50	109388	---	01/12/2003	2002	WAGNER	1,70%	EMPRESA
MVT3	25	28466	---	01/12/2003	2003	ECUATRAN	1,50%	EMPRESA
MVT3	37,5	36703	1998	01/12/2003	2003	ECUATRAN	1,40%	EMPRESA
MVT3	37,5	73409	---	01/12/2003	2003	ECUATRAN	2,90%	EMPRESA
MVT3	37,5	38007	2002	01/12/2003	2003	MAGNETRON	2,50%	EMPRESA
MVT3	15	5934	---	01/12/2003	2003	WESTINGHOUSE	2,30%	EMPRESA
MVT3	25	26763	---	01/12/2003	2003	ECUATRAN	3,20%	EMPRESA
MVT3	10	109796	---	01/12/2003	2003	M. V. A.	1,70%	EMPRESA
MVT3	37,5	24740	1992	01/12/2003	2003	ECUATRAN	2,70%	CLIENTE
MVT3	37,5	24700	1992	01/12/2003	2003	ECUATRAN	1,50%	CLIENTE
MVT3	25	30405	1992	01/12/2003	2003	ECUATRAN	2,70%	CLIENTE
MVT4	45	75318	---	01/01/2001	2001	ECUATRAN	3,30%	EMPRESA
MVT4	100	73428	---	01/12/2003	2003	ECUATRAN	4,10%	EMPRESA
MVT4	75	73429	---	01/12/2003	2003	ECUATRAN	2,80%	EMPRESA
MVT4	100	73430	---	01/12/2003	2003	ECUATRAN	4,00%	EMPRESA
MVT4	75	73431	---	01/12/2003	2003	ECUATRAN	2,50%	EMPRESA
MVT4	75	73432	---	01/12/2003	2003	ECUATRAN	3,00%	EMPRESA
MVT4	75	73434	---	01/12/2003	2003	ECUATRAN	2,50%	EMPRESA
MVT3	37,5	34280	---	01/12/2003	2003	ECUATRAN	1,60%	CLIENTE
MVT4	100	103894	1996	01/12/2003	2003	ECUATRAN	4,10%	CLIENTE
MVT4	30	19413	1992	02/02/2000	2000	ECUATRAN	3,00%	CLIENTE
MVT3	37,5	30741	1992	01/12/2003	2003	ECUATRAN	2,70%	EMPRESA
MVT3	50	161771	2003	02/01/2003	2002	MAGNETRON	0,00%	CLIENTE
MVT4	75	17743	1992	01/12/2003	2003	T.P.L.	1,88%	CLIENTE
MVT3	37,5	37073	1992	01/12/2003	2003	ECUATRAN	1,50%	CLIENTE
MVT4	75	19305	1992	01/12/2003	2003	T.P.L.	1,88%	CLIENTE
MVT3	37,5	25151	---	07/12/2004	2004	ECUATRAN	2,90%	EMPRESA
MVT3	37,5	25295	---	07/12/2004	2004	T.P.L.	1,72%	EMPRESA
MVT4	50	20761	---	01/12/2003	2003	ECUATRAN	4,30%	EMPRESA
MVT4	112,5	76840	---	01/12/2003	2003	T.P.L.	2,84%	EMPRESA
MVT3	25	6238	---	01/12/2003	2003	AICHI	2,07%	EMPRESA
MVT4	50	76815	---	01/12/2003	2003	INATRA	3,72%	EMPRESA
MVT3	15	76818	---	01/12/2003	2003	ECUATRAN	1,30%	EMPRESA
MVT4	30	162799	---	03/08/2006	2006	UNIAO	0,00%	EMPRESA
MVT3	50	39229	2004	10/02/2002	2002	ECUATRAN	1,30%	EMPRESA
MVT4	50	162810	2004	03/03/2005	2005	MAGNETRON	2,80%	CLIENTE
MVT3	50	161770	2003	02/01/2003	2002	MAGNETRON	0,00%	CLIENTE
MVTP	5	162836	2004	31/12/1993	---	ECUATRAN	1,90%	CLIENTE
MVT8	30	162878	2005	17/03/2005	2004	ECUATRAN	2,66%	CLIENTE
MVT3	25	161922	2003	28/02/1996	---	MAGNETRON	2,90%	CLIENTE
MVT3	10	162055	2004	06/11/2004	2003	ECUATRAN	1,60%	CLIENTE
MVT3	25	162449	2004	06/06/2005	2004	ECUATRAN	1,40%	CLIENTE
MVT4	30	161982	2004	05/02/2000	2004	ECUATRAN	2,70%	CLIENTE
MVTP	25	161926	2003	01/01/2003	2003	MAGNETRON	2,90%	CLIENTE
MVT4	50	161954	2004	18/03/2004	2003	ECUATRAN	2,31%	CLIENTE
MVT3	15	162099	---	02/05/2000	2000	R.T.E	1,90%	EMPRESA
MVT3	25	9938459	---	26/10/2003	---	---	1,00%	EMPRESA
MVT4	100	103896	1997	21/12/2000	2000	ECUATRAN	0,00%	EMPRESA

MONTAJE	*POTENCIA*	*#EMPRESA*	*AÑO FAB.*	*AÑO INST.TRAFO*	*FECHA PROY.*	*MARCA*	*IMPEDANCIA*	*PROPIETARIO*
MVT4	30	161910	2003	02/05/2000	2000	ECUATRAN	2,68%	CLIENTE
MVT3	37,5	161923	2003	05/07/2004	2003	MAGNETRON	3,30%	CLIENTE
MVTP	37,5	161925	2003	01/01/2003	2003	MAGNETRON	3,00%	CLIENTE
MVT3	37,5	115538	2002	02/01/2003	2002	ECUATRAN	0,00%	CLIENTE
MVT3	25	32534	---	10/04/1997	---	ECUATRAN	3,30%	EMPRESA
MVT4	75	163545	2005	03/08/2006	2004	INATRA	2,84%	CLIENTE
MVT4	125	163386	2005	26/07/2004	2003	RYMEL	3,41%	CLIENTE
MVT3	10	162258	2004	26/07/2004	2004	ECUATRAN	1,60%	CLIENTE
MVT3	50	103671	2005	29/11/2005	2004	RYMEL	2,95%	CLIENTE
MVT3	10	162647	2004	01/01/2003	2003	MAGNETRON	3,00%	CLIENTE
MVT3	25	162486	2004	08/11/2004	2004	ECUATRAN	1,40%	CLIENTE
MVT3	10	162263	2004	26/07/2004	2003	MAGNETRON	2,60%	CLIENTE
MVT3	10	162264	2004	26/07/2004	2003	MAGNETRON	2,80%	CLIENTE
MVT3	25	162278	2004	14/05/2004	2004	MAGNETRON	2,70%	CLIENTE
MVT3	15	40850	2006	27/07/2007	2005	ECUATRAN	2,75%	EMPRESA
MVT3	37,5	162681	1992	01/01/2004	2004	ECUATRAN	2,60%	CLIENTE
MVT3	25	113860	2002	02/05/2000	2000	MAGNETRON	0,00%	CLIENTE
MVT3	25	113862	2002	02/05/2000	2000	MAGNETRON	0,00%	CLIENTE
MVT3	37,5	113864	2002	02/05/2000	2000	MAGNETRON	1,50%	CLIENTE
MVT3	25	113865	2002	02/05/2000	2000	MAGNETRON	0,00%	CLIENTE
MVT3	37,5	106324	2000	02/05/2000	2000	ECUATRAN	0,00%	CLIENTE
MVT3	37,5	37991	2001	01/01/2004	2004	MAGNETRON	3,50%	EMPRESA
MVT3	10	162261	2004	26/07/2004	2003	MAGNETRON	2,70%	CLIENTE
MVT4	125	163340	2005	29/11/2005	2004	RYMEL	3,41%	CLIENTE
MVT3	25	163352	2005	28/11/2005	2005	ECUATRAN	1,40%	CLIENTE
MVT4	100	163646	2005	08/02/2006	2005	MAGNETRON	3,20%	CLIENTE
MVT4	75	163647	2005	08/02/2006	2005	MAGNETRON	3,70%	CLIENTE
MVT4	100	163648	2005	08/02/2006	2005	MAGNETRON	3,10%	CLIENTE
MVT3	37,5	39971	2005	02/02/2000	2000	ECUATRAN	1,20%	EMPRESA
MVT3	25	39952	2005	25/04/2002	2000	ECUATRAN	1,40%	EMPRESA
MVT3	37,5	163612	2005	21/03/2006	2004	ECUATRAN	1,20%	CLIENTE
MVT3	37,5	39713	2005	11/07/2005	2004	RYMEL	1,00%	EMPRESA
MVT3	37,5	39579	2005	07/09/2001	2001	ECUATRAN	1,20%	EMPRESA
MVT4	125	39270	2004	31/12/1993	---	RYMEL	3,83%	EMPRESA
MVT4	125	163222	2005	31/08/2005	2005	INATRA	3,59%	CLIENTE
MVT3	50	163546	2005	08/03/2006	2004	ECUATRAN	1,30%	CLIENTE
MVT3	50	100501	1998	02/02/2000	2000	ECUATRAN	1,70%	CLIENTE
MVT3	37,5	36431	1998	02/10/1998	2000	ECUATRAN	1,50%	EMPRESA
MVT4	75	162835	2004	02/05/2000	2004	ECUATRAN	2,69%	CLIENTE
MVT3	37,5	163205	2004	03/10/2005	2004	MAGNETRON	3,00%	CLIENTE
MVT4	75	163421	2005	02/05/2005	2004	INATRA	3,00%	CLIENTE
MVT3	50	39733	2006	13/10/2003	2000	RYMEL	4,12%	EMPRESA
MVT3	25	163672	2005	29/11/2005	2004	ECUATRAN	1,40%	CLIENTE
MVT4	75	163701	2006	05/04/2006	2005	INATRA	3,40%	CLIENTE
MVT3	37,5	39694	2006	15/10/1996	2000	RYMEL	4,00%	EMPRESA
MVT4	125	163825	2005	05/05/2006	2005	RYMEL	3,40%	CLIENTE
MVT4	75	40075	2006	21/12/2000	2000	MAGNETRON	3,20%	EMPRESA
MVT3	90	163895	2005	02/05/2005	2004	INATRA	3,43%	CLIENTE
MVT3	37,5	39984	2005	02/02/2000	2000	ECUATRAN	1,20%	EMPRESA
MVT4	50	163944	2005	18/05/2006	2006	INATRA	3,65%	CLIENTE
MVT3	25	162448	2004	06/06/2005	2004	ECUATRAN	1,40%	CLIENTE
MVT4	30	163246	2005	25/07/2005	2005	MAGNETRON	3,00%	CLIENTE
MVT3	10	163256	2005	20/01/2006	2003	MAGNETRON	2,70%	CLIENTE
MVT3	37,5	163204	2004	03/10/2005	2004	MAGNETRON	3,00%	CLIENTE
MVT3	25	163206	2005	03/10/2005	2004	MAGNETRON	2,80%	CLIENTE
MVT3	25	163281	2005	20/01/2006	2003	ECUATRAN	1,40%	CLIENTE
MVT3	37,5	163313	2005	14/10/2005	2005	ECUATRAN	1,20%	CLIENTE
MVT3	37,5	32411	---	12/12/1996	2000	ECUATRAN	2,70%	EMPRESA
MVT4	45	14825	---	01/12/2003	2003	LE'TRANSFORMA	4,00%	EMPRESA
MVT4	45	15285	---	01/02/2700	2000	INATRA	1,00%	CLIENTE
MVT3	37,5	36383	1998	02/10/1998	2000	ECUATRAN	1,50%	EMPRESA
MVT3	37,5	36367	1998	02/10/1998	2000	ASOCIATED ELECTRIC	1,50%	EMPRESA
MVT3	37,5	100487	1998	02/02/2000	2000	ECUATRAN	1,50%	CLIENTE
MVT3	37,5	115033	2002	13/08/2003	2001	ECUATRAN	1,60%	CLIENTE
MVT4	75	24951	---	02/02/2000	2000	ECUATRAN	3,90%	EMPRESA
MVT3	50	31965	---	05/07/1996	---	---	1,70%	EMPRESA

MONTAJE	*POTENCIA*	*#EMPRESA*	*AÑO FAB.*	*AÑO INST.TRAFO*	*FECHA PROY.*	*MARCA*	*IMPEDANCIA*	*PROPIETARIO*
MVT3	37,5	32406	---	12/12/1996	---	ECUATRAN	2,80%	EMPRESA
MVT3	37,5	100486	1998	12/09/1998	---	ECUATRAN	1,50%	CLIENTE
MVT3	25	34684	---	18/11/1997	2000	ECUATRAN	1,70%	EMPRESA
MVT3	37,5	36393	1998	02/10/1998	2000	ECUATRAN	1,50%	EMPRESA
MVT3	37,5	36386	1998	02/10/1998	2000	ECUATRAN	1,50%	EMPRESA
MVT3	25	115035	2002	13/08/2003	2001	ECUATRAN	1,50%	EMPRESA
MVT4	50	76815	---	01/12/2003	2003	INATRA	3,72%	EMPRESA
MVT3	50	103671	2005	29/11/2005	2004	RYMEL	2,95%	CLIENTE
MVT3	25	162486	2004	08/11/2004	2004	ECUATRAN	1,40%	CLIENTE

SIMBOLOGÍA:

MVT3 Montaje de transformador monofásico 22.8 GRDY/13.2 kV
MVT4 Montaje de transformador trifásico en plataforma para 22.8 GRDY/13.2 Kv
MVT8 Montaje de transformador trifásico en repisa para 22.8 GRDY/13.2 kV
MVTP Montaje de transformador monofásico autoprotegido 22.8 GRDY/13.2 kV

MONTAJE	*POTENCIA*	*#EMPRESA*	*AÑO FAB.*	*AÑO INST.*	*FECHA PROY.*	*MARCA*	*IMPEDANCIA*	*PROPIETARIO*
SVT1-1	200	164271	2006	24/01/2008	2005	ECUATRAN	3,00%	CLIENTE
SVT1-1	125	22860	2005	31/05/2005	2005	INATRA	3,94%	CLIENTE
SVT1-1	1500	15510	1992	02/05/2000	2000	---	---	EMPRESA
SVT1-I	500	15519	---	02/05/2000	2000	ASEA BROWN BO	4,30%	CLIENTE
SVT1-I	75	15520	---	02/05/2000	2000	UNIAO	4,10%	CLIENTE
SVT1-1	200	5487	---	01/01/1994	2000	A.E.G.	4,03%	EMPRESA
SVT1-1	45	33883	---	25/06/2002	2002	WESTINGHOUSE	2,10%	CLIENTE
SVT1-1	200	114954	---	07/08/2002	2000	SIEMENS	6,00%	EMPRESA
SVT1-1	250	100258	1998	01/01/1994	---	ECUATRAN	3,40%	CLIENTE
SVT1-1	250	32739	---	01/01/1994	---	ECUATRAN	3,50%	CLIENTE
SVT1-1	250	163310	2005	26/09/2005	2005	ECUATRAN	3,62%	CLIENTE
SVT1-1	300	5486	---	31/12/1993	---	A.E.G.	3,75%	EMPRESA
SVT1-I	250	115132	---	02/05/2000	2000	ECUATRAN	3,19%	EMPRESA
SVT1-1	300	115284	2002	05/02/2000	2002	ECUATRAN	0,00%	CLIENTE
SVT1-1	500	10102	1992	31/12/1993	---	---	0,00%	EMPRESA
SVT1-1	500	18070	---	31/12/1993	---	ECUATRAN	5,00%	CLIENTE
SVT1-1	250	109228	2001	12/07/2004	2004	INATRA	0,00%	CLIENTE
SVT1-I	250	2680	---	02/05/2000	2000	ELEKTRA	0,00%	CLIENTE
SVT1-1	800	31285	---	17/06/1996	---	ECUATRAN	6,50%	CLIENTE
SVT1-1	50	161867	2003	01/01/2003	2003	ECUATRAN	1,96%	CLIENTE
SVT1-1	300	60002223	1992	02/05/2000	2000	---	0,00%	CLIENTE
SVT1-1	225	60002222	1992	02/05/2000	2000	---	0,00%	EMPRESA
SVT1-1	200	21021	---	02/05/2000	2000	LE' TRANSFORMA	4,00%	CLIENTE
SVT1-1	315	21022	---	02/05/2000	2000	ECUATRAN	8,30%	CLIENTE
SVT1-1	300	60002221	1992	02/05/2000	2000	---	0,00%	EMPRESA
SVT1-1	400	10337	---	02/05/2000	2000	INATRA	3,50%	CLIENTE
SVT1-1	500	21019	---	02/05/2000	2000	ECUATRAN	4,30%	CLIENTE

SIMBOLOGÍA:

SVT1-1 Cámara de trasformación 22.8 GRDY/13.2 kV

SVT1-I Incremento en cámara de trasformación 22.8 GRDY/13.2 kV

ANEXO 2: Lista de Equipo Aéreo Instalado en el Primario 59 C

EQUIPO AÉREO DEL ALIMENTADOR 59C

EQUIPO	NÚMERO DE EQUIPO	MONTAJE	DESCRIPCIÓN
DISYUNTOR	---	MVDIS	DISYUNTOR TRIFÁSICO DE SALIDA DE UNA S/E 22.8 Kv
INTERRUPTOR	I00270	MVI-2-135	INTERRUPTOR TRIPOLAR, 22.8kV, 135A
INTERRUPTOR	I00171	MVI-2-400	INTERRUPTOR TRIPOLAR, 22.8kV, 400A
INTERRUPTOR	I00207	MVI-2-400	INTERRUPTOR TRIPOLAR, 22.8kV, 400A
RECONECTADOR	R00074	MVR2-100	RECONECTADOR, 23kV, 100A
PARARRAYOS	2179291	MVP1	MONTAJE MONOFÁSICO PARARRAYOS 18kV
PARARRAYOS	2179294	MVP1	MONTAJE MONOFÁSICO PARARRAYOS 18kV
PARARRAYOS	2179790	MVP1	MONTAJE MONOFÁSICO PARARRAYOS 18kV
PARARRAYOS	---	MVP1	MONTAJE MONOFÁSICO PARARRAYOS 18kV
PARARRAYOS	---	MVP1	MONTAJE MONOFÁSICO PARARRAYOS 18kV
PARARRAYOS	2178221	MVP3	MONTAJE TRIFÁSICO PARARRAYOS 18kV
PARARRAYOS	2178222	MVP3	MONTAJE TRIFÁSICO PARARRAYOS 18kV
PARARRAYOS	2178224	MVP3	MONTAJE TRIFÁSICO PARARRAYOS 18kV
PARARRAYOS	2178226	MVP3	MONTAJE TRIFÁSICO PARARRAYOS 18kV
PARARRAYOS	2178228	MVP3	MONTAJE TRIFÁSICO PARARRAYOS 18kV
PARARRAYOS	2178230	MVP3	MONTAJE TRIFÁSICO PARARRAYOS 18kV
PARARRAYOS	2178231	MVP3	MONTAJE TRIFÁSICO PARARRAYOS 18kV
PARARRAYOS	2178233	MVP3	MONTAJE TRIFÁSICO PARARRAYOS 18kV
PARARRAYOS	2178235	MVP3	MONTAJE TRIFÁSICO PARARRAYOS 18kV
PARARRAYOS	2178237	MVP3	MONTAJE TRIFÁSICO PARARRAYOS 18kV
PARARRAYOS	2179299	MVP3	MONTAJE TRIFÁSICO PARARRAYOS 18kV
PARARRAYOS	2179300	MVP3	MONTAJE TRIFÁSICO PARARRAYOS 18kV
PARARRAYOS	---	MVP3	MONTAJE TRIFÁSICO PARARRAYOS 18kV
PARARRAYOS	---	MVP3	MONTAJE TRIFÁSICO PARARRAYOS 18kV
SECCIONADOR	S000155	MVF1-100	SECCIONADOR FUSIBLE MONOFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S000211	MVF1-100	SECCIONADOR FUSIBLE MONOFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S000213	MVF1-100	SECCIONADOR FUSIBLE MONOFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S000214	MVF1-100	SECCIONADOR FUSIBLE MONOFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S000215	MVF1-100	SECCIONADOR FUSIBLE MONOFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S000626	MVF1-100	SECCIONADOR FUSIBLE MONOFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S000627	MVF1-100	SECCIONADOR FUSIBLE MONOFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S000628	MVF1-100	SECCIONADOR FUSIBLE MONOFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S000629	MVF1-100	SECCIONADOR FUSIBLE MONOFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S000630	MVF1-100	SECCIONADOR FUSIBLE MONOFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S000631	MVF1-100	SECCIONADOR FUSIBLE MONOFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S000640	MVF1-100	SECCIONADOR FUSIBLE MONOFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S000647	MVF1-100	SECCIONADOR FUSIBLE MONOFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S000683	MVF1-100	SECCIONADOR FUSIBLE MONOFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S000714	MVF1-100	SECCIONADOR FUSIBLE MONOFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S000717	MVF1-100	SECCIONADOR FUSIBLE MONOFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S000769	MVF1-100	SECCIONADOR FUSIBLE MONOFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S000770	MVF1-100	SECCIONADOR FUSIBLE MONOFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S001279	MVF1-100	SECCIONADOR FUSIBLE MONOFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S001355	MVF1-100	SECCIONADOR FUSIBLE MONOFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S001467	MVF1-100	SECCIONADOR FUSIBLE MONOFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S001565	MVF1-100	SECCIONADOR FUSIBLE MONOFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S001574	MVF1-100	SECCIONADOR FUSIBLE MONOFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S001575	MVF1-100	SECCIONADOR FUSIBLE MONOFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S001700	MVF1-100	SECCIONADOR FUSIBLE MONOFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S001710	MVF1-100	SECCIONADOR FUSIBLE MONOFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S001712	MVF1-100	SECCIONADOR FUSIBLE MONOFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S002928	MVF1-100	SECCIONADOR FUSIBLE MONOFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S002948	MVF1-100	SECCIONADOR FUSIBLE MONOFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S002978	MVF1-100	SECCIONADOR FUSIBLE MONOFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S003787	MVF1-100	SECCIONADOR FUSIBLE MONOFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S003788	MVF1-100	SECCIONADOR FUSIBLE MONOFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S003827	MVF1-100	SECCIONADOR FUSIBLE MONOFÁSICO 22kV, 100A

EQUIPO AÉREO DEL ALIMENTADOR 59C

EQUIPO	NÚMERO DE EQUIPO	MONTAJE	DESCRIPCIÓN
SECCIONADOR	S003851	MVF1-100	SECCIONADOR FUSIBLE MONOFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S003855	MVF1-100	SECCIONADOR FUSIBLE MONOFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S004195	MVF1-100	SECCIONADOR FUSIBLE MONOFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S004288	MVF1-100	SECCIONADOR FUSIBLE MONOFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S004289	MVF1-100	SECCIONADOR FUSIBLE MONOFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S004314	MVF1-100	SECCIONADOR FUSIBLE MONOFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S004315	MVF1-100	SECCIONADOR FUSIBLE MONOFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S004328	MVF1-100	SECCIONADOR FUSIBLE MONOFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S004799	MVF2	SECCIONADOR FUSIBLE BIFÁSICO 23Y/13.2kV
SECCIONADOR	S004829	MVF2	SECCIONADOR FUSIBLE BIFÁSICO 23Y/13.2kV
SECCIONADOR	S004830	MVF2	SECCIONADOR FUSIBLE BIFÁSICO 23Y/13.2kV
SECCIONADOR	S004831	MVF2	SECCIONADOR FUSIBLE BIFÁSICO 23Y/13.2kV
SECCIONADOR	S004865	MVF2	SECCIONADOR FUSIBLE BIFÁSICO 23Y/13.2kV
SECCIONADOR	S004866	MVF2	SECCIONADOR FUSIBLE BIFÁSICO 23Y/13.2kV
SECCIONADOR	S004867	MVF2	SECCIONADOR FUSIBLE BIFÁSICO 23Y/13.2kV
SECCIONADOR	S004868	MVF2	SECCIONADOR FUSIBLE BIFÁSICO 23Y/13.2kV
SECCIONADOR	S004869	MVF2	SECCIONADOR FUSIBLE BIFÁSICO 23Y/13.2kV
SECCIONADOR	S004870	MVF2	SECCIONADOR FUSIBLE BIFÁSICO 23Y/13.2kV
SECCIONADOR	S004871	MVF2	SECCIONADOR FUSIBLE BIFÁSICO 23Y/13.2kV
SECCIONADOR	S004872	MVF2	SECCIONADOR FUSIBLE BIFÁSICO 23Y/13.2kV
SECCIONADOR	S004873	MVF2	SECCIONADOR FUSIBLE BIFÁSICO 23Y/13.2kV
SECCIONADOR	S004874	MVF2	SECCIONADOR FUSIBLE BIFÁSICO 23Y/13.2kV
SECCIONADOR	S004875	MVF2	SECCIONADOR FUSIBLE BIFÁSICO 23Y/13.2kV
SECCIONADOR	S004876	MVF2	SECCIONADOR FUSIBLE BIFÁSICO 23Y/13.2kV
SECCIONADOR	S004877	MVF2	SECCIONADOR FUSIBLE BIFÁSICO 23Y/13.2kV
SECCIONADOR	S004878	MVF2	SECCIONADOR FUSIBLE BIFÁSICO 23Y/13.2kV
SECCIONADOR	S004879	MVF2	SECCIONADOR FUSIBLE BIFÁSICO 23Y/13.2kV
SECCIONADOR	S004880	MVF2	SECCIONADOR FUSIBLE BIFÁSICO 23Y/13.2kV
SECCIONADOR	S004881	MVF2	SECCIONADOR FUSIBLE BIFÁSICO 23Y/13.2kV
SECCIONADOR	S002683	MVF2*	SECCIONADOR FUSIBLE 2F C. ROMPEARCO 23Y/13.2kV
SECCIONADOR	S003088	MVF2-50	SECCIONADOR FUSIBLE BIFÁSICO 22kV, 50A
SECCIONADOR	S001045	MVF2-100	SECCIONADOR FUSIBLE BIFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S001046	MVF2-100	SECCIONADOR FUSIBLE BIFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S001047	MVF2-100	SECCIONADOR FUSIBLE BIFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S001048	MVF2-100	SECCIONADOR FUSIBLE BIFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S001096	MVF2-100	SECCIONADOR FUSIBLE BIFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S001157	MVF2-100	SECCIONADOR FUSIBLE BIFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S001158	MVF2-100	SECCIONADOR FUSIBLE BIFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S001878	MVF2-100	SECCIONADOR FUSIBLE BIFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S001879	MVF2-100	SECCIONADOR FUSIBLE BIFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S001880	MVF2-100	SECCIONADOR FUSIBLE BIFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S001881	MVF2-100	SECCIONADOR FUSIBLE BIFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S001924	MVF2-100	SECCIONADOR FUSIBLE BIFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S001973	MVF2-100	SECCIONADOR FUSIBLE BIFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S001974	MVF2-100	SECCIONADOR FUSIBLE BIFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S002368	MVF2-100	SECCIONADOR FUSIBLE BIFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S002372	MVF2-100	SECCIONADOR FUSIBLE BIFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S002373	MVF2-100	SECCIONADOR FUSIBLE BIFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S002376	MVF2-100	SECCIONADOR FUSIBLE BIFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S002377	MVF2-100	SECCIONADOR FUSIBLE BIFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S002802	MVF2-100	SECCIONADOR FUSIBLE BIFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S003213	MVF2-100	SECCIONADOR FUSIBLE BIFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S003217	MVF2-100	SECCIONADOR FUSIBLE BIFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S003226	MVF2-100	SECCIONADOR FUSIBLE BIFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S003227	MVF2-100	SECCIONADOR FUSIBLE BIFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S003230	MVF2-100	SECCIONADOR FUSIBLE BIFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S003232	MVF2-100	SECCIONADOR FUSIBLE BIFÁSICO 22kV, 100A

EQUIPO AÉREO DEL ALIMENTADOR 59C

EQUIPO	NÚMERO DE EQUIPO	MONTAJE	DESCRIPCIÓN
SECCIONADOR	S003242	MVF2-100	SECCIONADOR FUSIBLE BIFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S003301	MVF2-100	SECCIONADOR FUSIBLE BIFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S003408	MVF2-100	SECCIONADOR FUSIBLE BIFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S003411	MVF2-100	SECCIONADOR FUSIBLE BIFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S003466	MVF2-100	SECCIONADOR FUSIBLE BIFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S003467	MVF2-100	SECCIONADOR FUSIBLE BIFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S003469	MVF2-100	SECCIONADOR FUSIBLE BIFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S003470	MVF2-100	SECCIONADOR FUSIBLE BIFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S003471	MVF2-100	SECCIONADOR FUSIBLE BIFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S003579	MVF2-100	SECCIONADOR FUSIBLE BIFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S000581	MVF2-B	SECCIONADOR DE BARRA BIFÁSICO 23Y/13.2kV
SECCIONADOR	S000256	MVF2-B-200	SECCIONADOR DE BARRA BIFÁSICO 23kV, 200A
SECCIONADOR	S000351	MVF2-B-200	SECCIONADOR DE BARRA BIFÁSICO 23kV, 200A
SECCIONADOR	S000354	MVF2-B-200	SECCIONADOR DE BARRA BIFÁSICO 23kV, 200A
SECCIONADOR	S000355	MVF2-B-200	SECCIONADOR DE BARRA BIFÁSICO 23kV, 200A
SECCIONADOR	S000360	MVF2-B-200	SECCIONADOR DE BARRA BIFÁSICO 23kV, 200A
SECCIONADOR	S000363	MVF2-B-200	SECCIONADOR DE BARRA BIFÁSICO 23kV, 200A
SECCIONADOR	S000364	MVF2-B-200	SECCIONADOR DE BARRA BIFÁSICO 23kV, 200A
SECCIONADOR	S004662	MVF2-B-200	SECCIONADOR DE BARRA BIFÁSICO 23kV, 200A
SECCIONADOR	S000308	MVF2-B-300	SECCIONADOR DE BARRA BIFÁSICO 23kV, 300A
SECCIONADOR	S000309	MVF2-B-300	SECCIONADOR DE BARRA BIFÁSICO 23kV, 300A
SECCIONADOR	S000385	MVF2-B-300	SECCIONADOR DE BARRA BIFÁSICO 23kV, 300A
SECCIONADOR	S000387	MVF2-B-300	SECCIONADOR DE BARRA BIFÁSICO 23kV, 300A
SECCIONADOR	S004618	MVF2-B-300	SECCIONADOR DE BARRA BIFÁSICO 23kV, 300A
SECCIONADOR	S004649	MVF2-B-300	SECCIONADOR DE BARRA BIFÁSICO 23kV, 300A
SECCIONADOR	S004650	MVF2-B-300	SECCIONADOR DE BARRA BIFÁSICO 23kV, 300A
SECCIONADOR	S002600	MVF3*	SECCIONADOR FUSIBLE 3F C. ROMPEARCO 23Y/13.2kV
SECCIONADOR	S002601	MVF3*	SECCIONADOR FUSIBLE 3F C. ROMPEARCO 23Y/13.2kV
SECCIONADOR	S002602	MVF3*	SECCIONADOR FUSIBLE 3F C. ROMPEARCO 23Y/13.2kV
SECCIONADOR	S002603	MVF3*	SECCIONADOR FUSIBLE 3F C. ROMPEARCO 23Y/13.2kV
SECCIONADOR	S002604	MVF3*	SECCIONADOR FUSIBLE 3F C. ROMPEARCO 23Y/13.2kV
SECCIONADOR	S002605	MVF3*	SECCIONADOR FUSIBLE 3F C. ROMPEARCO 23Y/13.2kV
SECCIONADOR	S002607	MVF3*	SECCIONADOR FUSIBLE 3F C. ROMPEARCO 23Y/13.2kV
SECCIONADOR	S002608	MVF3*	SECCIONADOR FUSIBLE 3F C. ROMPEARCO 23Y/13.2kV
SECCIONADOR	S002621	MVF3*	SECCIONADOR FUSIBLE 3F C. ROMPEARCO 23Y/13.2kV
SECCIONADOR	S002650	MVF3*	SECCIONADOR FUSIBLE 3F C. ROMPEARCO 23Y/13.2kV
SECCIONADOR	S002658	MVF3*	SECCIONADOR FUSIBLE 3F C. ROMPEARCO 23Y/13.2kV
SECCIONADOR	S002679	MVF3*	SECCIONADOR FUSIBLE 3F C. ROMPEARCO 23Y/13.2kV
SECCIONADOR	S005794	MVF3*	SECCIONADOR FUSIBLE 3F C. ROMPEARCO 23Y/13.2kV
SECCIONADOR	S005963	MVF3*	SECCIONADOR FUSIBLE 3F C. ROMPEARCO 23Y/13.2kV
SECCIONADOR	S002596	MVF3-100	SECCIONADOR FUSIBLE TRIFÁSICO 22kV, 100A
SECCIONADOR	S002420	MVF3-B-300	SECCIONADOR DE BARRA TRIFÁSICO 23kV, 300A
SECCIONADOR	S002461	MVF3-B-300	SECCIONADOR DE BARRA TRIFÁSICO 23kV, 300A
SECCIONADOR	S002464	MVF3-B-300	SECCIONADOR DE BARRA TRIFÁSICO 23kV, 300A
SECCIONADOR	S002467	MVF3-B-300	SECCIONADOR DE BARRA TRIFÁSICO 23kV, 300A
SECCIONADOR	S003072	MVS1-200	SECCIONADOR TRIPOLAR TRIFÁSICO 22.8kV, 200A
SECCIONADOR	S003079	MVS1-200	SECCIONADOR TRIPOLAR TRIFÁSICO 22.8kV, 200A
DERIVACIÓN	---	MVC1-1	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 1F, 22.8 Kv, CABLE UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-1	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 1F, 22.8 Kv, CABLE UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-1	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 1F, 22.8 Kv, CABLE UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-1	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 1F, 22.8 Kv, CABLE UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.

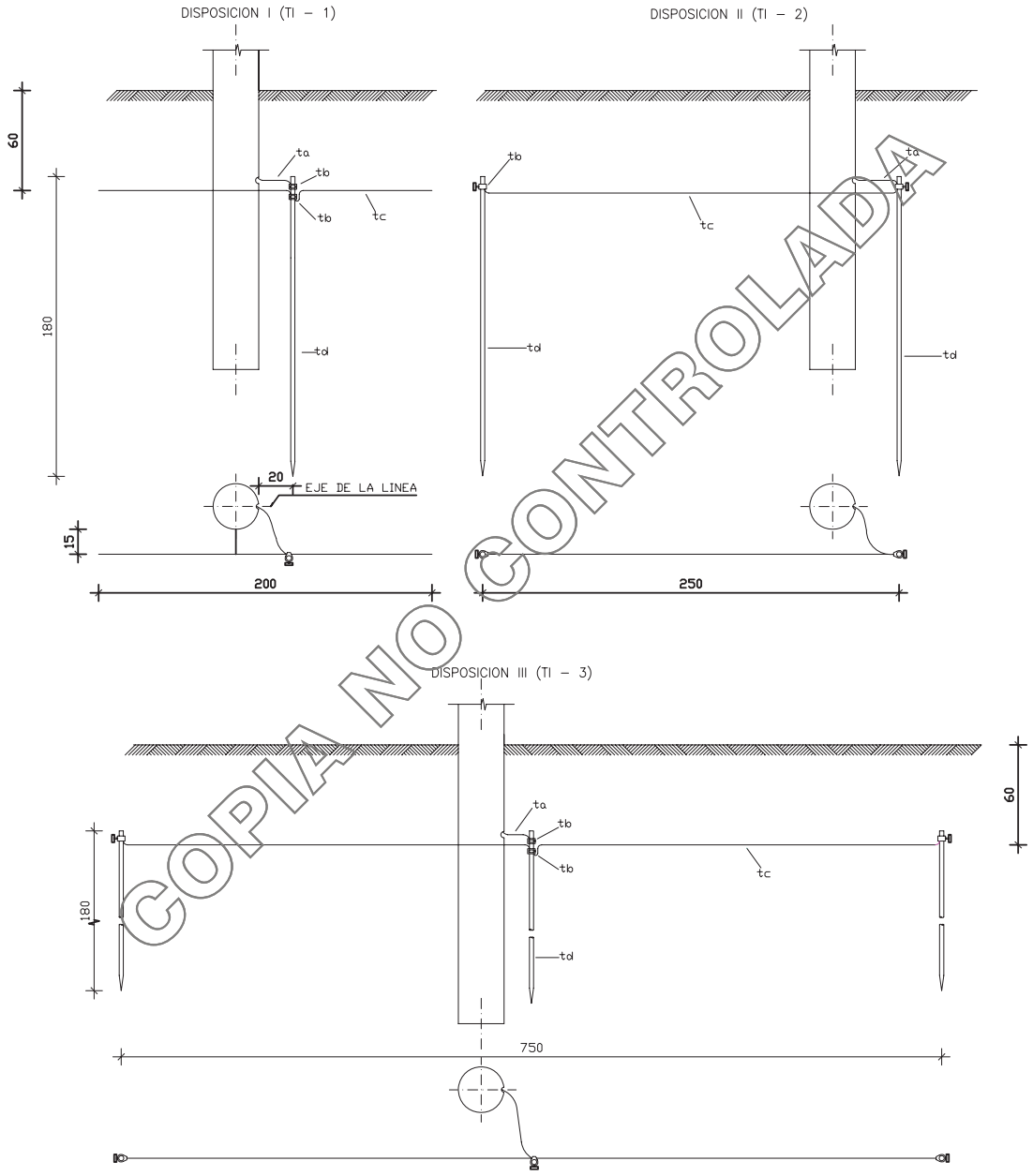
EQUIPO AÉREO DEL ALIMENTADOR 59C

EQUIPO	NÚMERO DE EQUIPO	MONTAJE	DESCRIPCIÓN
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.
DERIVACIÓN	---	MVC1-3	DERIVACIÓN MEDIA TENSIÓN 3F, 22.8 Kv, 3 CABLES UNIP.

ANEXO 3: Disposiciones Tipo para Sistemas de Puesta a Tierra. Normas EEQ

EMPRESA ELÉCTRICA QUITO S.A.	NORMAS PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCION - PARTE B - ESTRUCTURAS TIPO		REVISION: 03
ISO 9001–2000	Codigo: DD.DID.722.IN.03		FECHA: 2 008–04–30
CONEXIONES A TIERRA	LINEAS Y REDES DE DISTRIBUCION DISPOSICIONES TIPO	TI –	B50–01 HOJA: 5 DE: 5

COPIA NO CONTROLADA



NOTAS:

1.- RESISTENCIA MAXIMA 25 OHM
2.- DIMENSIONES EN CENTIMETROS
3.- PARA LA CONEXION DE VARILLAS AL NEUTRO DEL SISTEMA VER DIBUJO B50 - 01, HOJA 2

ta CABLE DE PUESTA A TIERRA (CONDUCTOR DE COBRE # 2 - 1/0 AWG)
tb CONECTOR PARA VARILLA DE PUESTA A TIERRA
tc CONTRAPESO (CONDUCTOR DE COBRE # 2 AWG)
td VARILLA DE PUESTA A TIERRA, 16mm Øx 1,80 m

	Nro. VARILLAS 16mm X 1,80m	RESISTIVIDAD OHM - m
TI - 1	1	100
TI - 2	2	130
TI - 3	3	200

DIBUJO:	APROBO:
Dpto. Estudios de Distribución	Dirección de Distribución

ANEXO 4A: Curva de Demanda del Alimentador 59 C. Oct. 2008

Perfil de carga completo

Subestación: 59 Primario: C

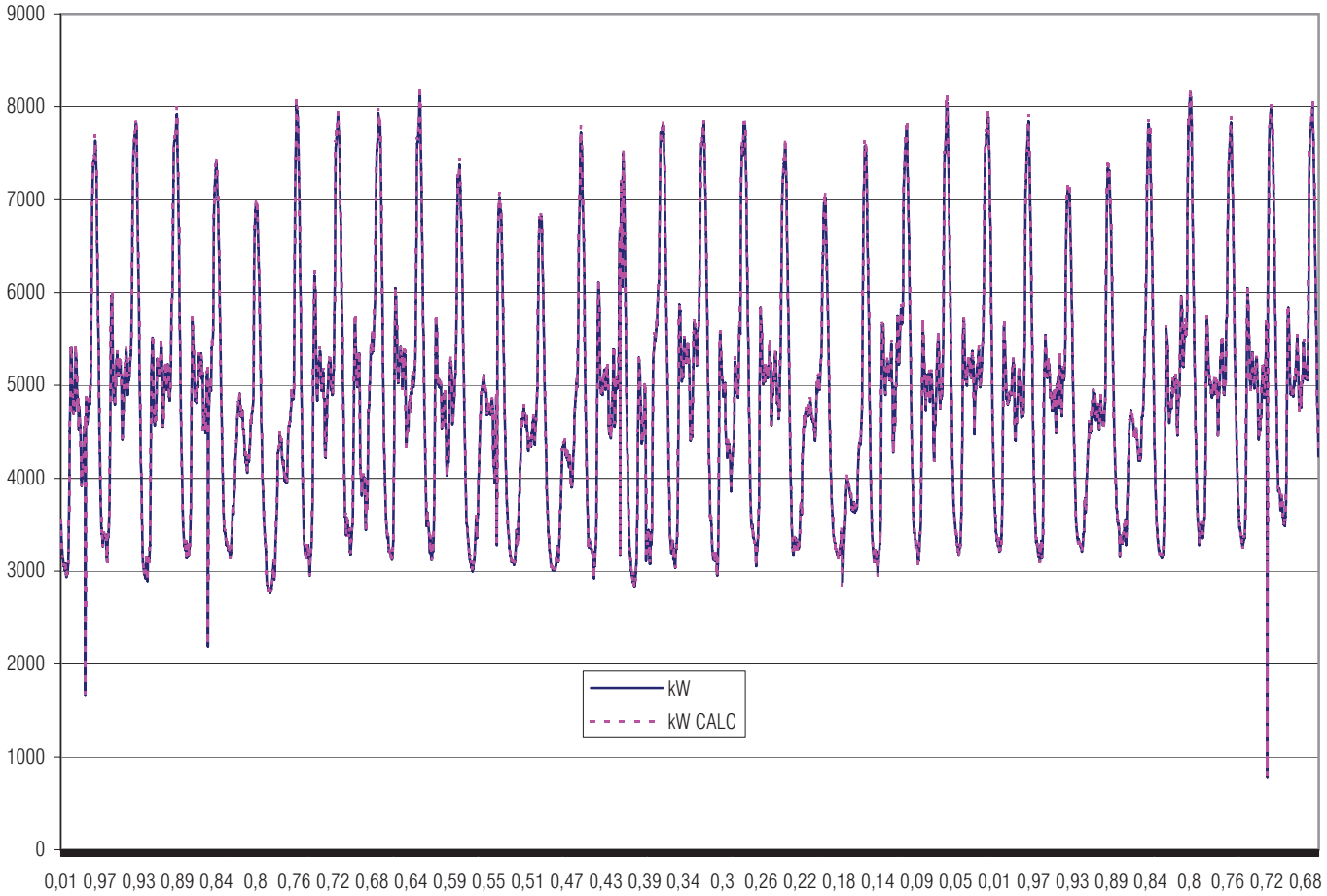
Lector: 648 Medidor: 00000058 Emisión: 11/04/2008 19:00:51

Modelo: 5226 Procedimiento:Cierre de Factura conGeneración11/01/2008 13:47:07

Período de: 01/10/2008 00:00:00 - 01/11/2008 00:00:00 Intervalo: 0:15:00(hh:mm:ss)

Total de Horas registradas: 32 Día(s) y 0:00:00 - Equivalente a: 744: 0 horas

kVA totales medidos en periodo: 15 562 923,84 kVA $\overline{D}$: Demanda media = 5 229.47 kVA

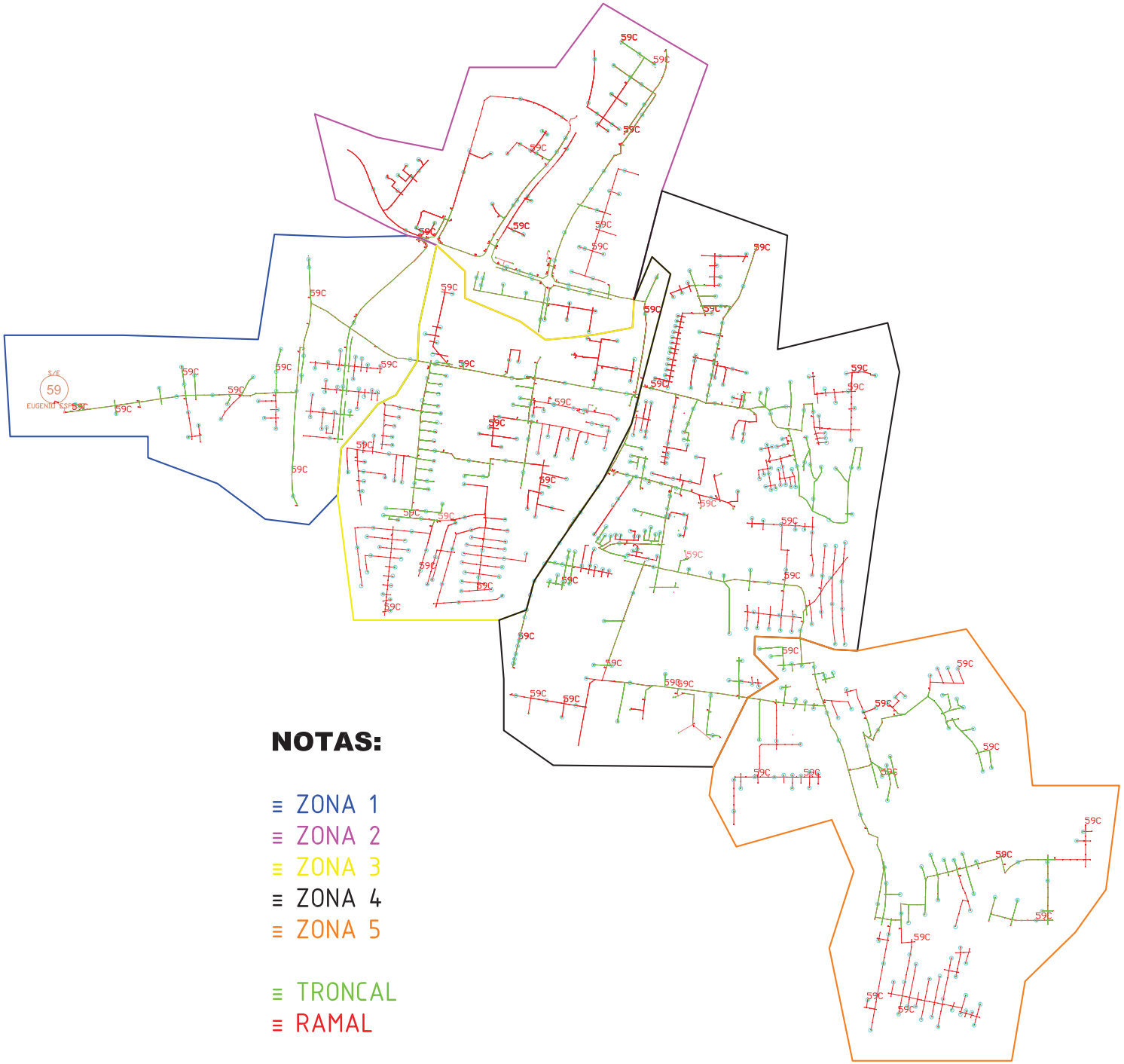


ANEXO 4B: Tabla de Números Aleatorios

Tabla de números aleatorios

60187	61616	01429	07970	05517	52925	24104	78607	54766	81929	64989	70598
92235	65438	43635	33491	76225	22874	32949	53458	33228	45994	68244	39277
12179	71549	35520	18410	09560	49352	18799	62691	64569	63562	67390	83020
96758	03754	49321	87936	05413	46398	59110	89617	45552	09502	08042	64503
81941	00413	92880	14720	15730	62752	49866	59884	96847	00547	51754	71767
35083	25609	52866	05053	40544	02404	82240	24555	18246	99256	35920	54700
39795	55189	63958	00523	68412	40072	22616	88596	25564	80705	60824	26050
04684	48679	83415	37955	65891	01837	83777	80313	00016	44514	36851	82946
95281	22927	92719	81129	38087	75798	34156	26179	64881	64855	04107	77566
61761	72165	93396	24129	57458	02172	99906	48923	58897	10583	55176	42035
89158	23935	85897	17489	96832	74511	10503	38772	75055	60701	49418	22027
87659	49248	75616	55824	70556	60477	49051	95471	54228	45660	34622	53346
61290	29451	81591	71628	69040	24177	00937	14660	43365	81714	26704	07688
22969	39863	79240	69571	06134	07533	11463	67761	19585	32654	46391	25845
88341	53728	54030	57746	38350	59710	07233	02859	18183	29955	37665	51931
76125	84080	57750	44663	65413	52483	16579	28744	59485	29756	10142	65481
57259	72786	58410	09819	21147	35495	36026	04003	53607	73773	59021	21844
78566	78103	72208	95789	90762	58178	98995	29343	25884	64372	91624	00007
98613	40645	38460	72468	57198	12609	59809	56698	64823	42148	33746	65625
24818	22024	90561	66690	10909	24874	00407	39525	45822	06386	39067	91438
16756	20883	99623	18549	48874	79505	07836	64706	86492	43209	66736	02764
58026	16213	45300	99666	30045	33612	71236	32466	14378	77303	53584	82449
92318	78135	77401	05432	80591	01808	06575	19772	18409	62345	48777	52879
79913	64612	46873	29419	94288	43852	96845	07705	56612	49021	59375	54988
47849	82163	92766	91118	43332	00205	73493	31010	64403	60476	71086	11561
65684	90076	46499	99961	04640	65348	62136	60955	20674	37175	12953	96211
85182	02165	00222	79531	88275	32814	05581	57854	07131	98399	27174	34986
93372	81526	44197	77082	39869	27952	63894	62859	07997	02961	70235	33056
69281	06032	02737	31736	33836	03687	16198	33692	08045	81293	55733	22027
05182	73514	43106	08667	06729	58118	52900	85188	47180	91082	06920	67812
33036	62571	36110	24001	54241	04768	77200	26255	01273	91475	07766	54361
54274	46169	71217	95137	10393	81874	95444	03204	25117	44843	51911	28472
64770	80383	57006	16244	07391	18143	32847	65513	77654	36712	12892	35158
88963	89783	95292	58789	28952	25140	79045	74550	88692	88266	43953	78395
66496	15950	48691	87224	02908	36236	26872	28073	94726	00038	69420	73307
92684	52059	10623	90081	24393	97230	75743	88153	65886	66036	82653	71506
27802	21872	12534	50258	54590	11102	13500	24100	31779	84086	50011	62043
65323	09748	84002	47292	03963	44708	36373	28247	38510	04319	42977	29398
16068	46960	93170	14690	48202	16681	02606	52528	21671	90897	27346	00489
12277	52468	37647	95714	56936	58653	27709	57958	51261	11305	69391	21469
33591	95745	52924	24746	85429	12795	49179	34693	23400	64321	66840	28311
97913	92870	94060	54543	13067	08226	03552	31939	30547	76205	92949	34667
28460	07667	82973	50836	80117	89671	94457	53871	30010	95490	53393	51668
77765	80720	19097	23378	85256	47852	86389	42395	64323	00360	28498	75145
56455	09554	41277	94829	32407	83852	45307	33502	43459	93587	65021	51088
09340	81273	50194	49264	84016	77208	94425	82524	89131	45144	04900	22490
43427	44132	40201	71909	81544	95475	38893	94075	06065	84857	34524	67346
81452	15910	27522	66755	31080	45973	96723	26980	91803	11635	81915	02134
42060	31261	47032	52807	17822	88687	89641	69164	23536	74493	57168	09503
64625	25286	92781	54268	37993	35873	20539	79859	51385	09655	87352	66894

ANEXO 5: Zonificación del Primario 59 C

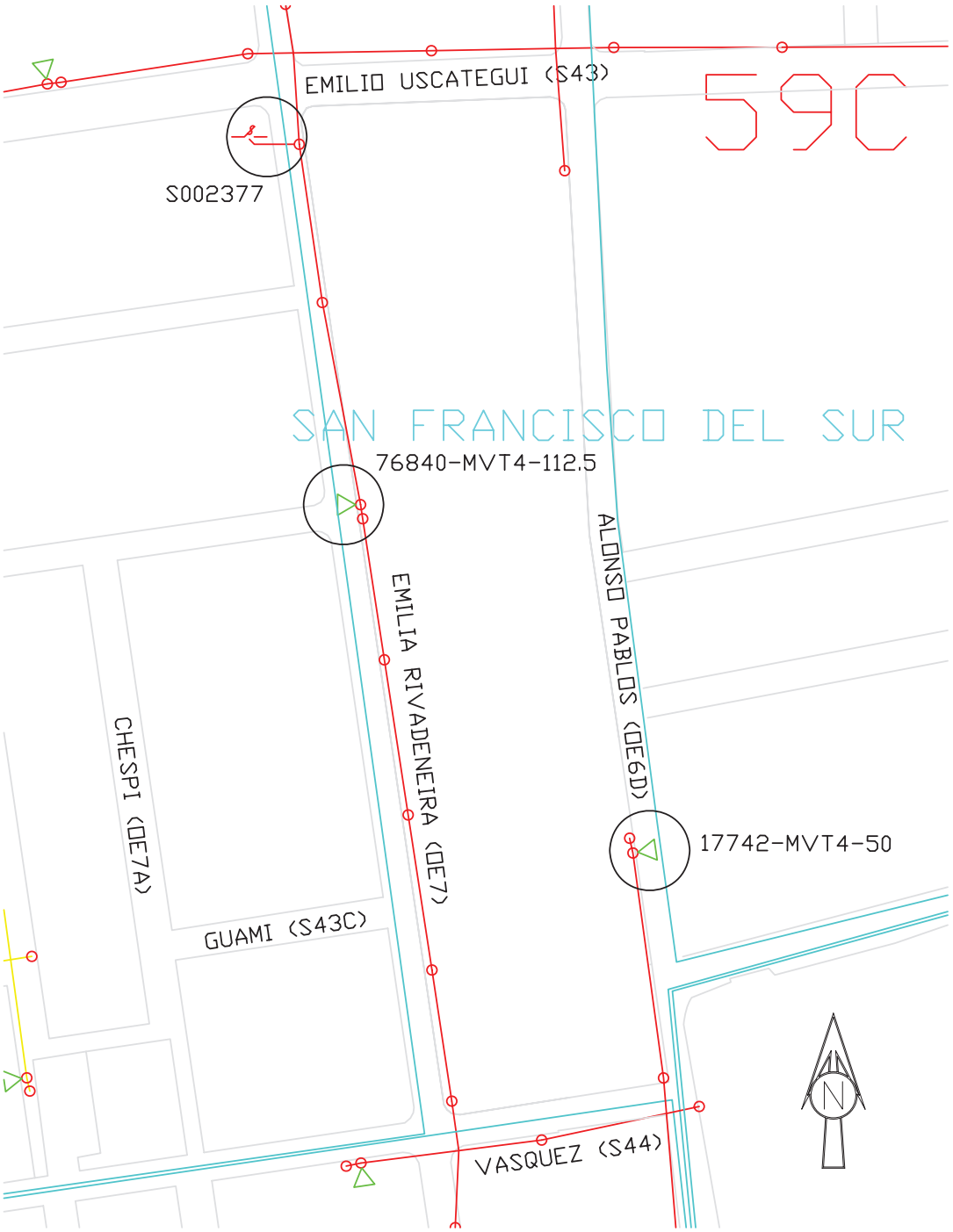


NOTAS:

≡ ZONA 1
≡ ZONA 2
≡ ZONA 3
≡ ZONA 4
≡ ZONA 5

≡ TRONCAL
≡ RAMAL

ANEXO 6: Ubicación de los Transformadores Aéreos y Cámaras



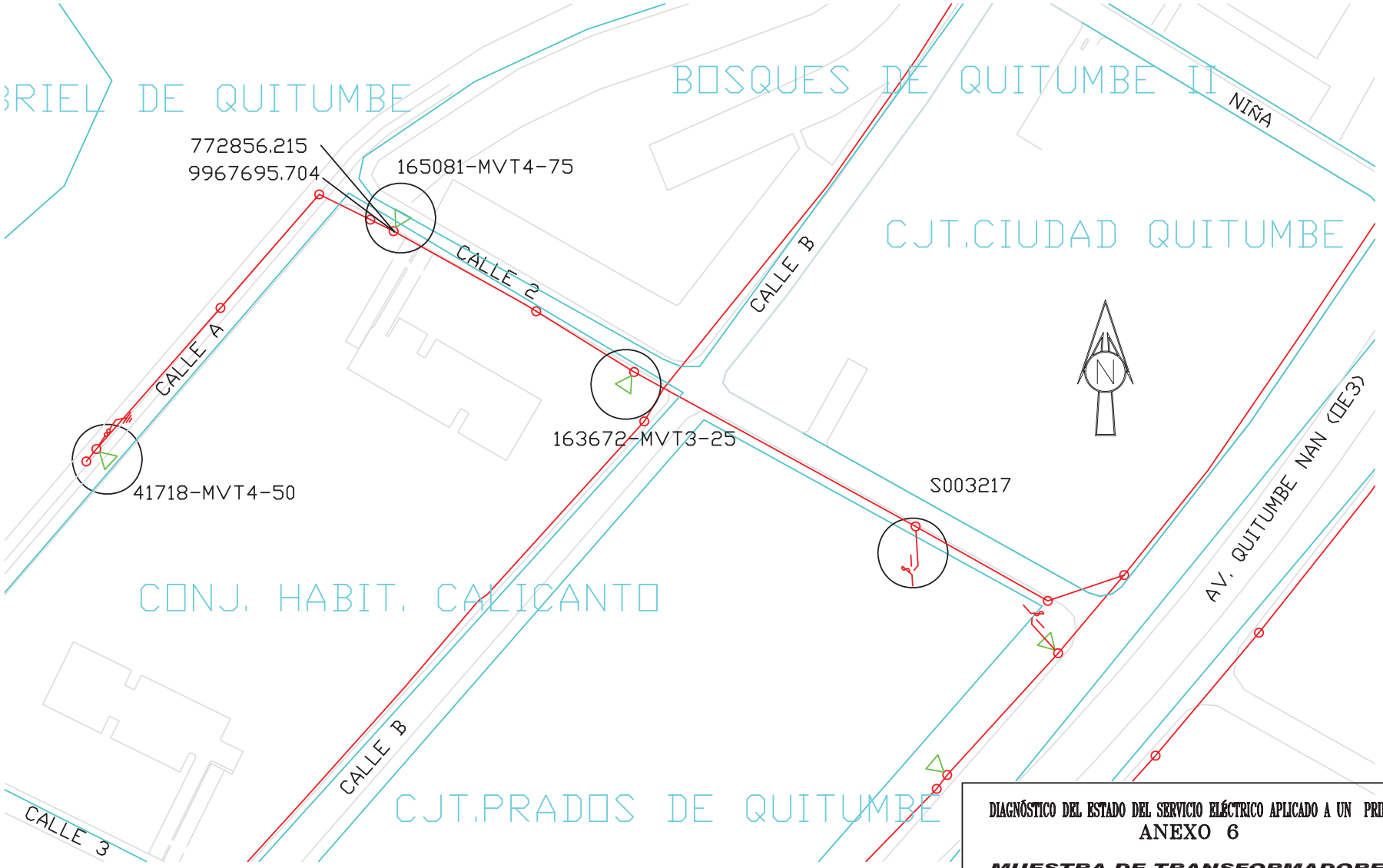
DIAGNÓSTICO DEL ESTADO DEL SERVICIO ELÉCTRICO APLICADO A UN PRIMARIO

ANEXO 6

MUESTRA DE TRANSFORMADORES

ZONA 1

TIPO DE INSTALACION: ***AEREA.*** ***TENSION:*** ***22,8GRDY/13,2 kV***



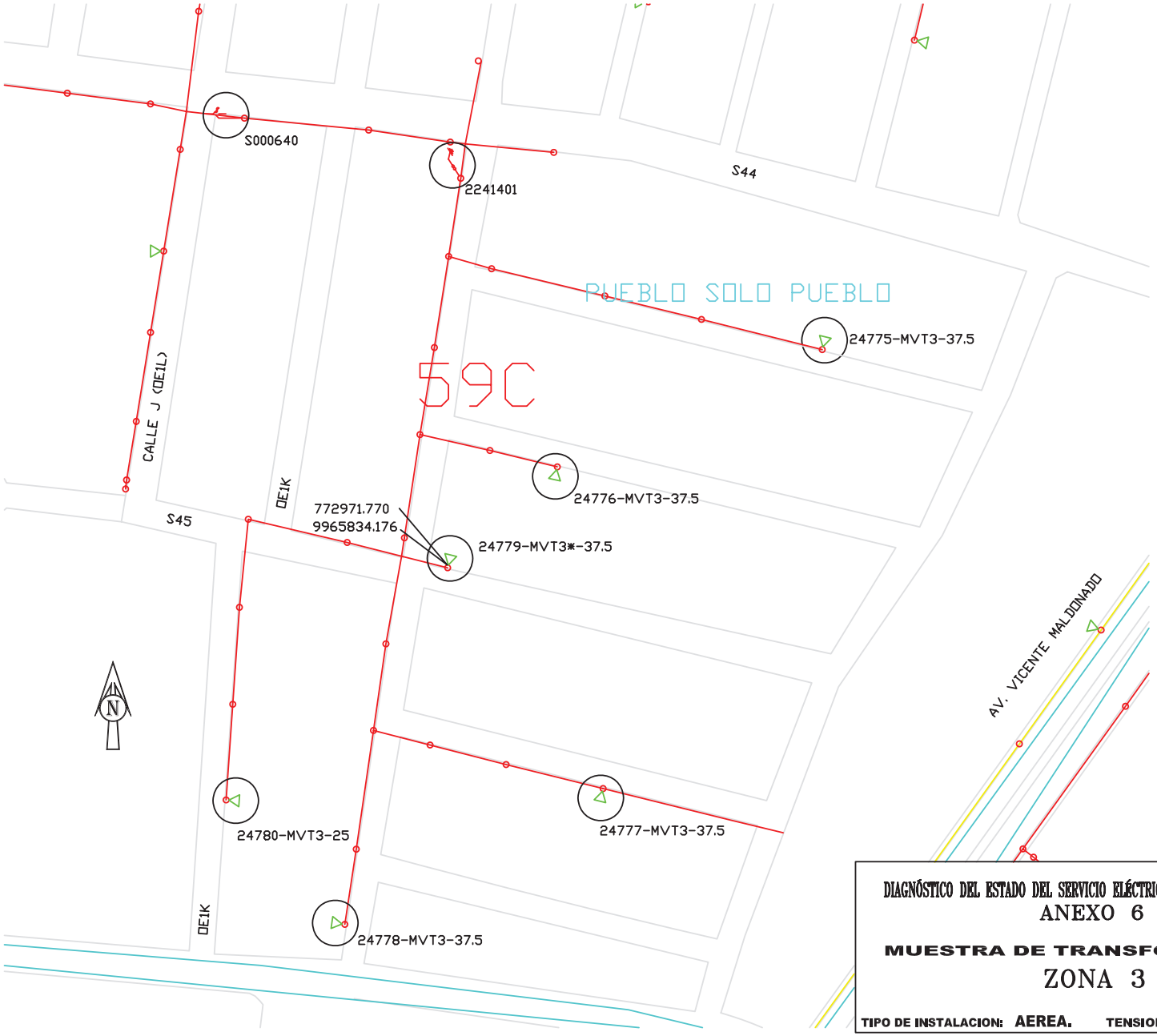
DIAGNÓSTICO DEL ESTADO DEL SERVICIO ELÉCTRICO APLICADO A UN PRIMARIO

ANEXO 6

MUESTRA DE TRANSFORMADORES

ZONA 2

TIPO DE INSTALACION: ***AEREA.*** ***TENSION:*** ***22,8GRDY/13,2 kV***



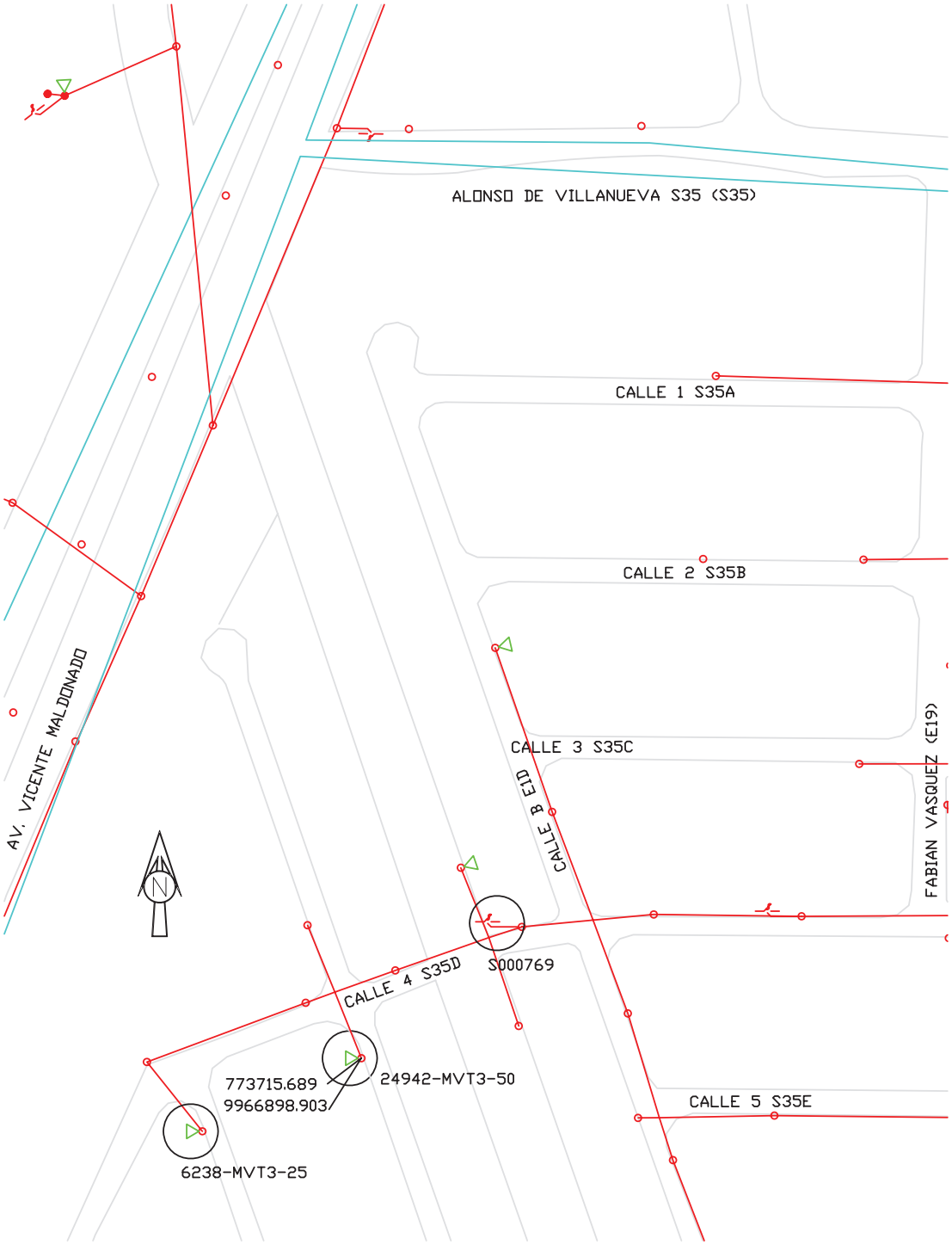
DIAGNÓSTICO DEL ESTADO DEL SERVICIO ELÉCTRICO APLICADO A UN PRIMARIO

ANEXO 6

MUESTRA DE TRANSFORMADORES

ZONA 3

TIPO DE INSTALACION: AEREA. **TENSION: 22,8GRDY/13,2 kV**



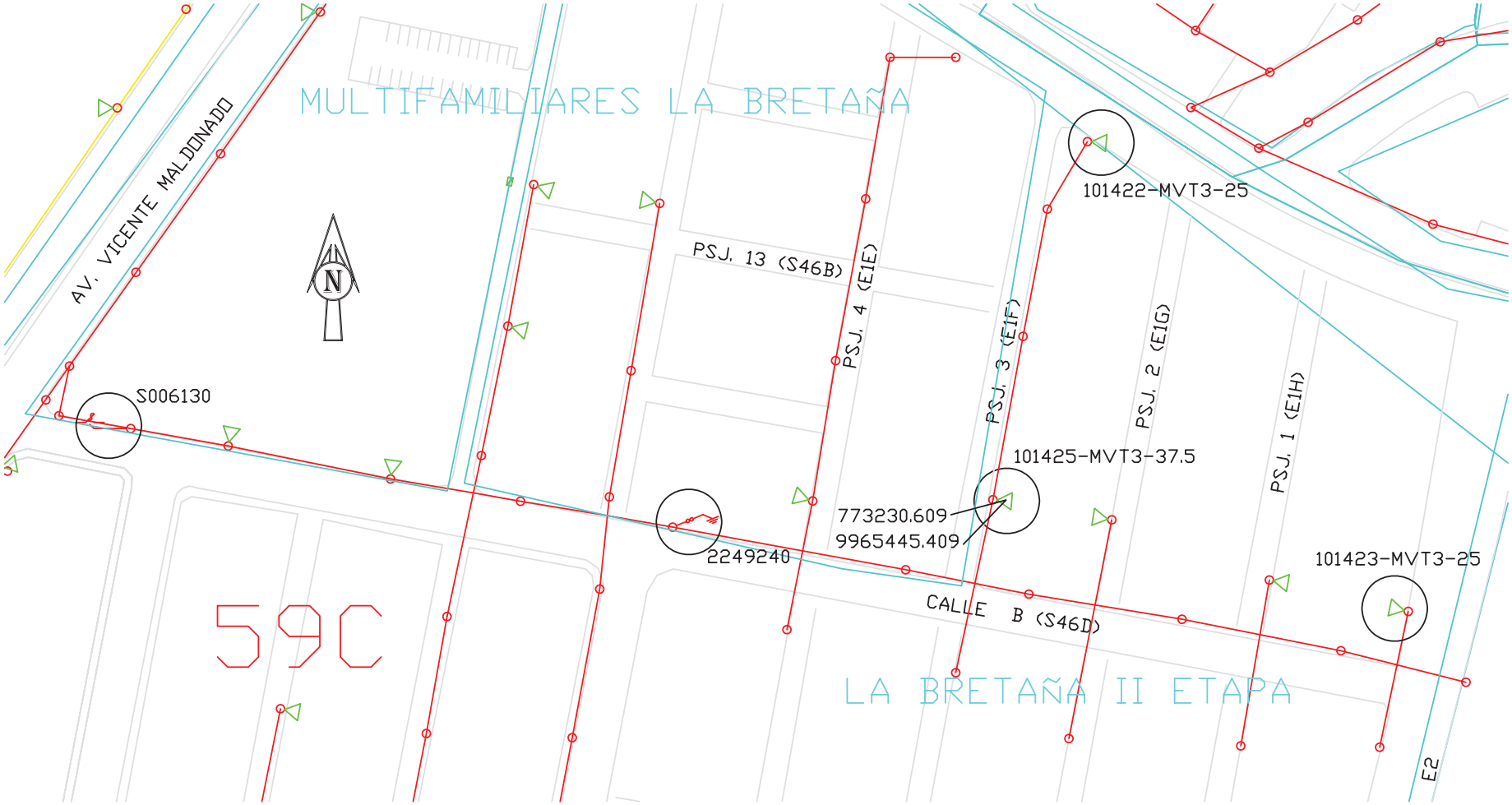
DIAGNÓSTICO DEL ESTADO DEL SERVICIO ELÉCTRICO APLICADO A UN PRIMARIO

ANEXO 6

MUESTRA DE TRANSFORMADORES

ZONA 4

TIPO DE INSTALACION: ***AEREA.*** ***TENSION:*** ***22,8GRDY/13,2 kV***



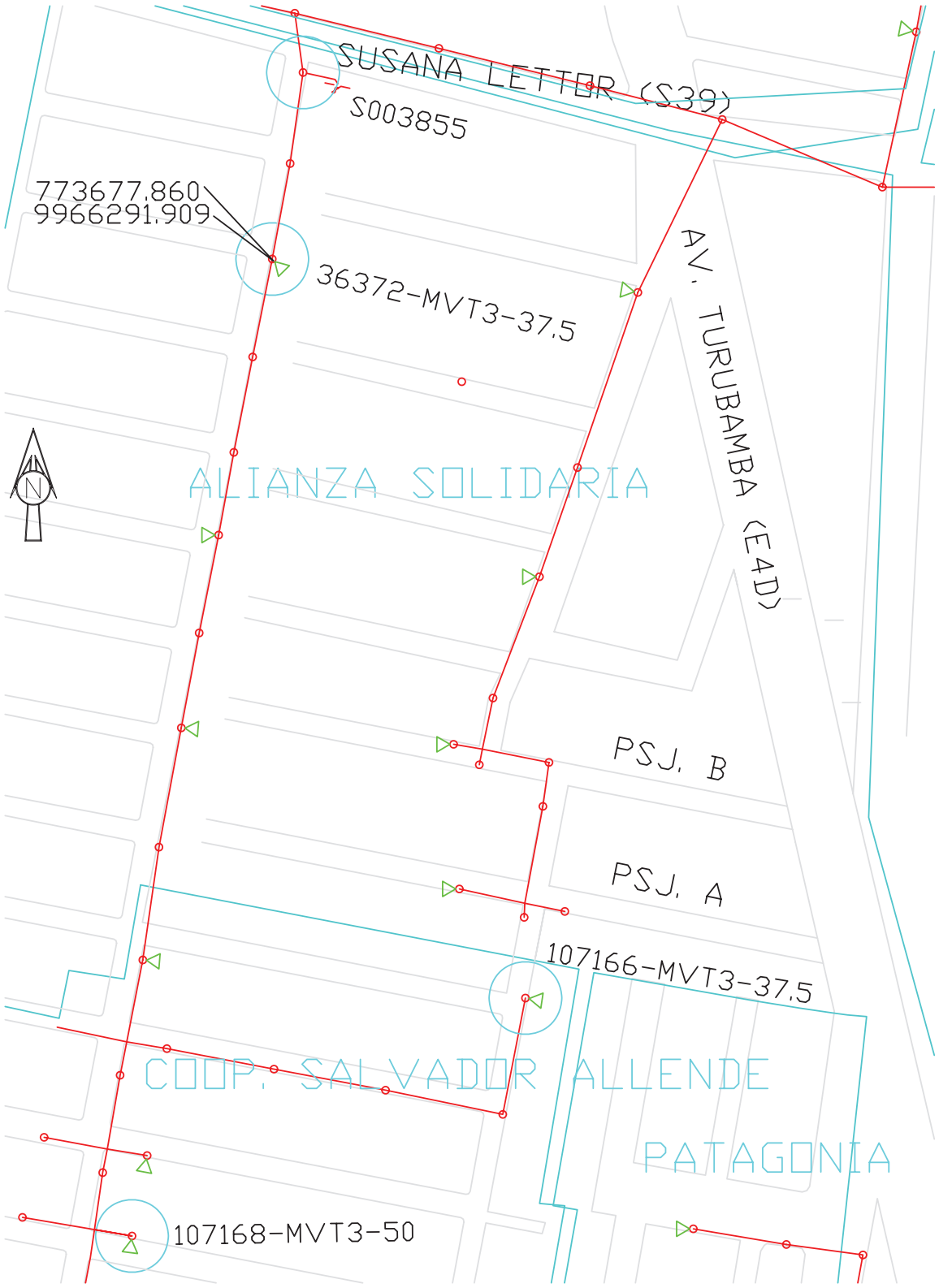
DIAGNÓSTICO DEL ESTADO DEL SERVICIO ELÉCTRICO APLICADO A UN PRIMARIO

ANEXO 6

MUESTRA DE TRANSFORMADORES

ZONA 4

TIPO DE INSTALACION: AEREA. TENSION: 22,8GRDY/13,2 kV



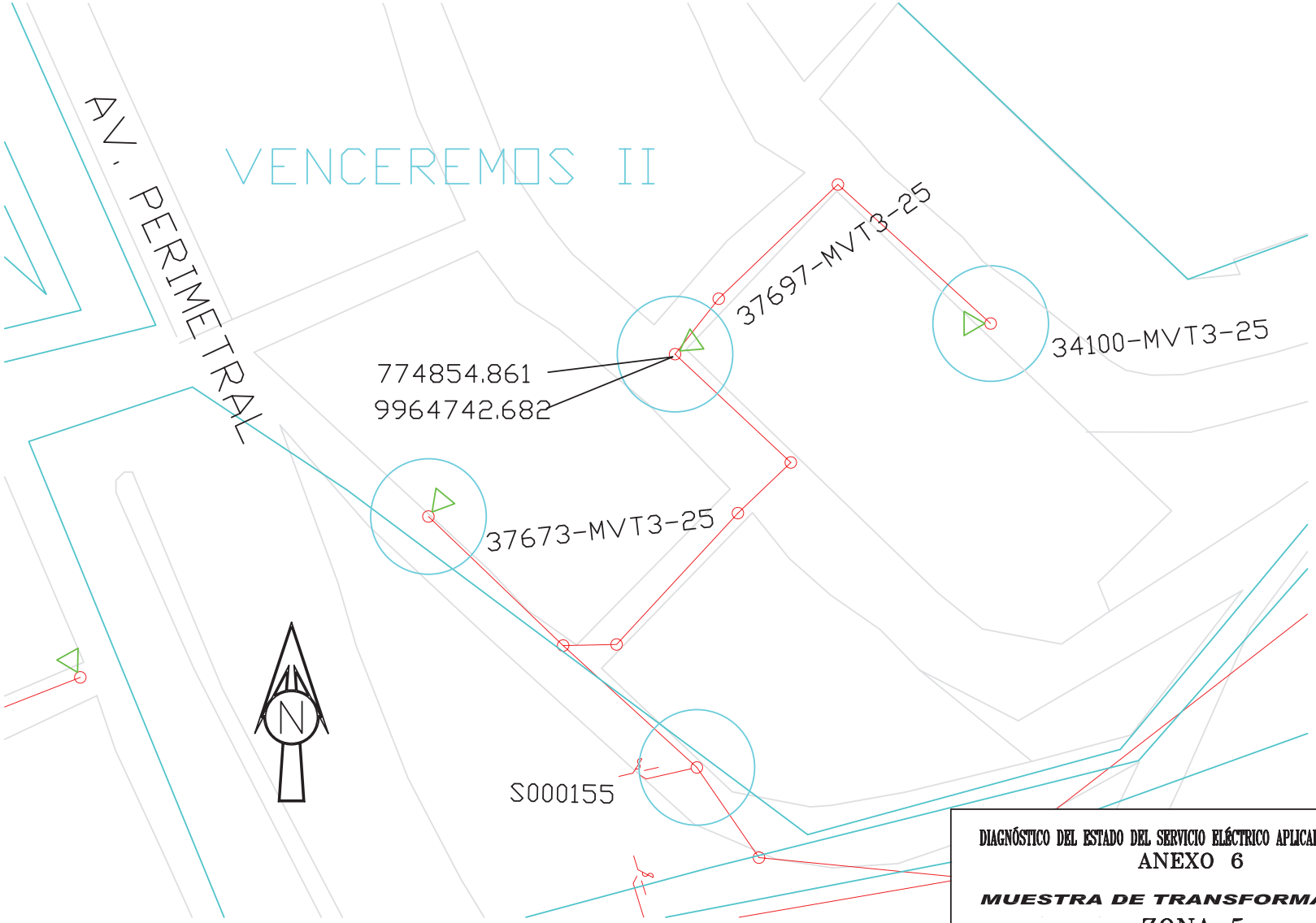
DIAGNÓSTICO DEL ESTADO DEL SERVICIO ELÉCTRICO APLICADO A UN PRIMARIO

ANEXO 6

MUESTRA DE TRANSFORMADORES

ZONA 4

TIPO DE INSTALACION: ***AEREA.*** ***TENSION:*** ***22.8/13.2 kV***



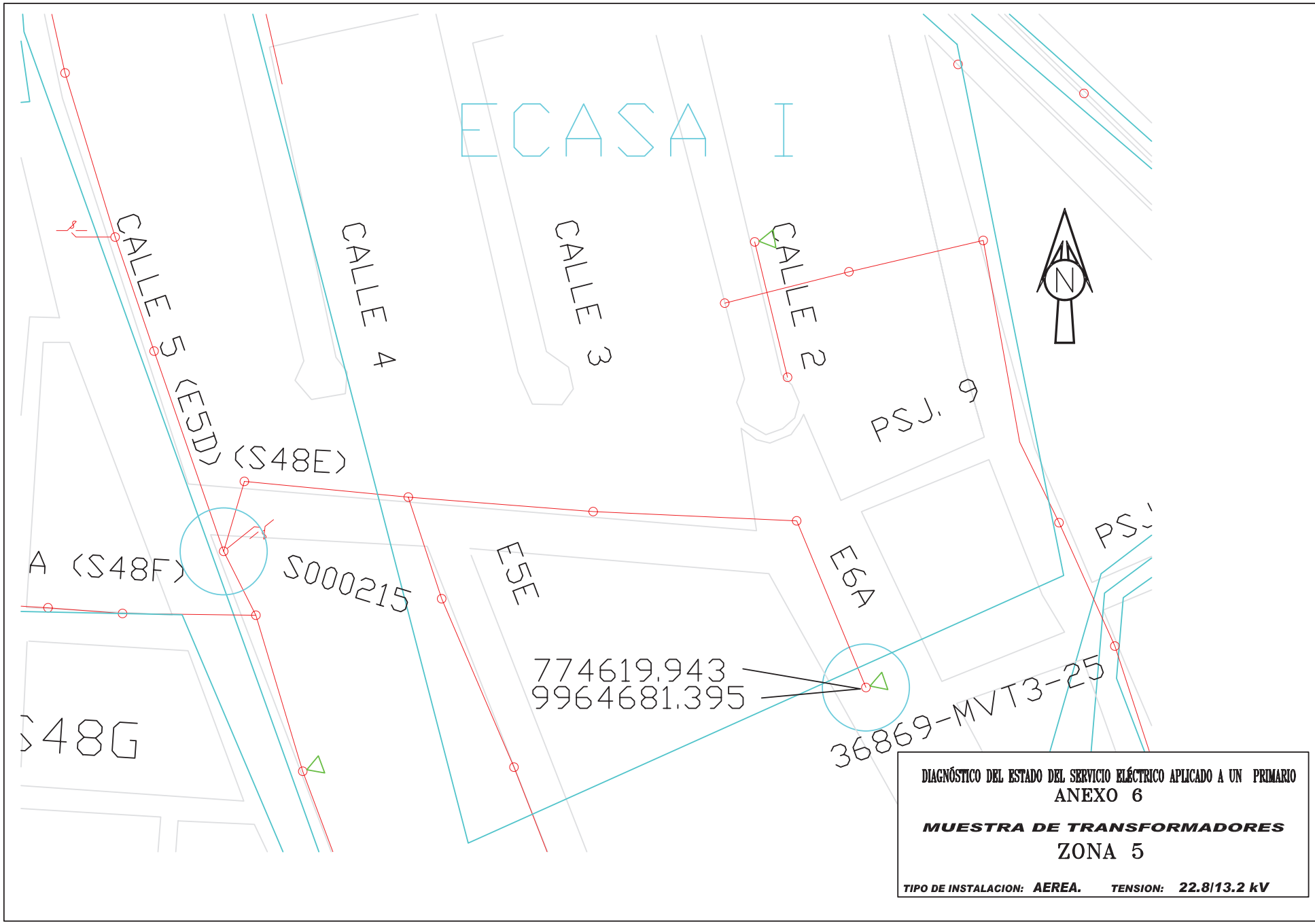
DIAGNÓSTICO DEL ESTADO DEL SERVICIO ELÉCTRICO APLICADO A UN PRIMARIO

ANEXO 6

MUESTRA DE TRANSFORMADORES

ZONA 5

TIPO DE INSTALACION: ***AEREA.*** ***TENSION:*** ***22.8/13.2 kV***



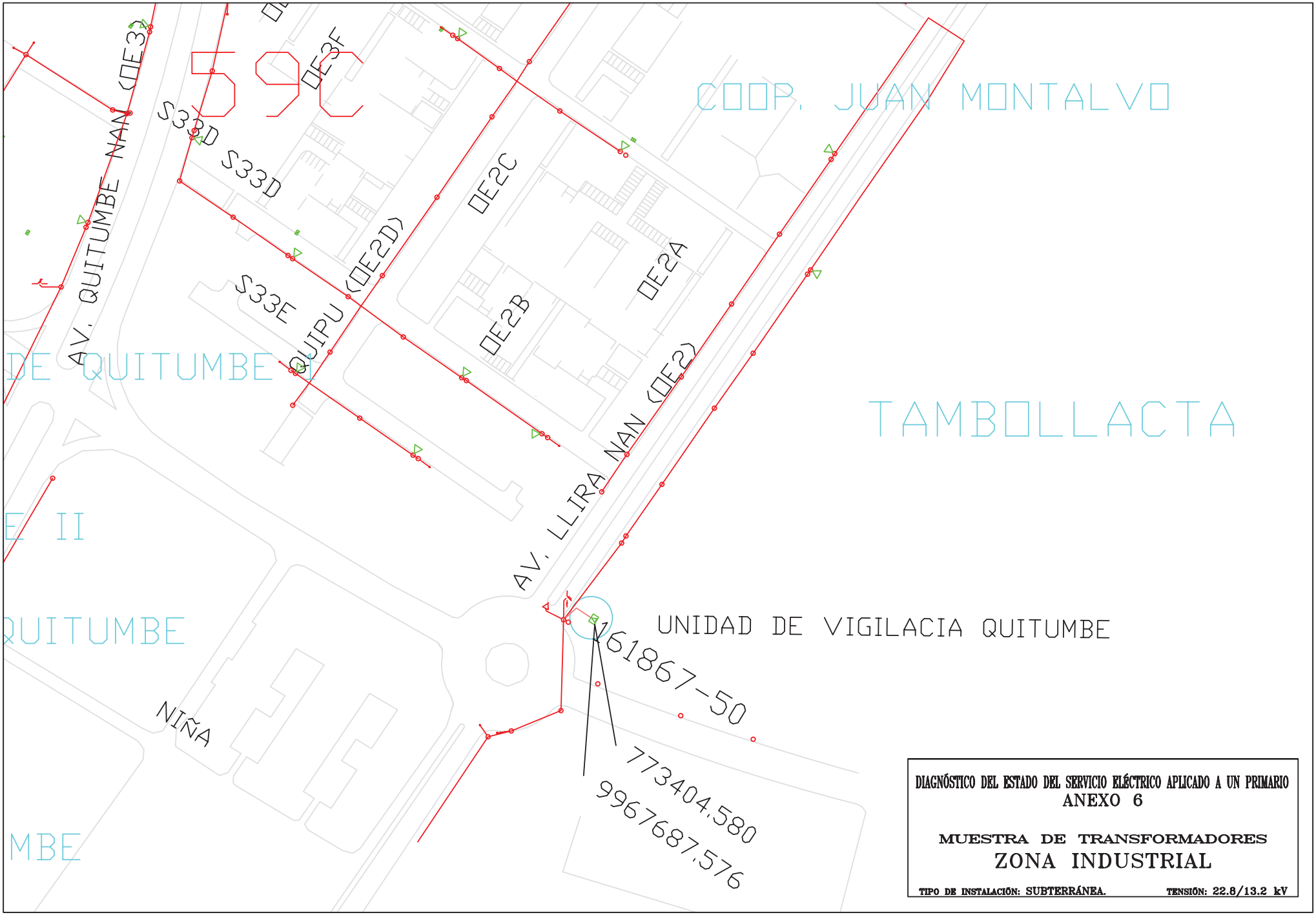
DIAGNÓSTICO DEL ESTADO DEL SERVICIO ELÉCTRICO APLICADO A UN PRIMARIO

ANEXO 6

MUESTRA DE TRANSFORMADORES

ZONA 5

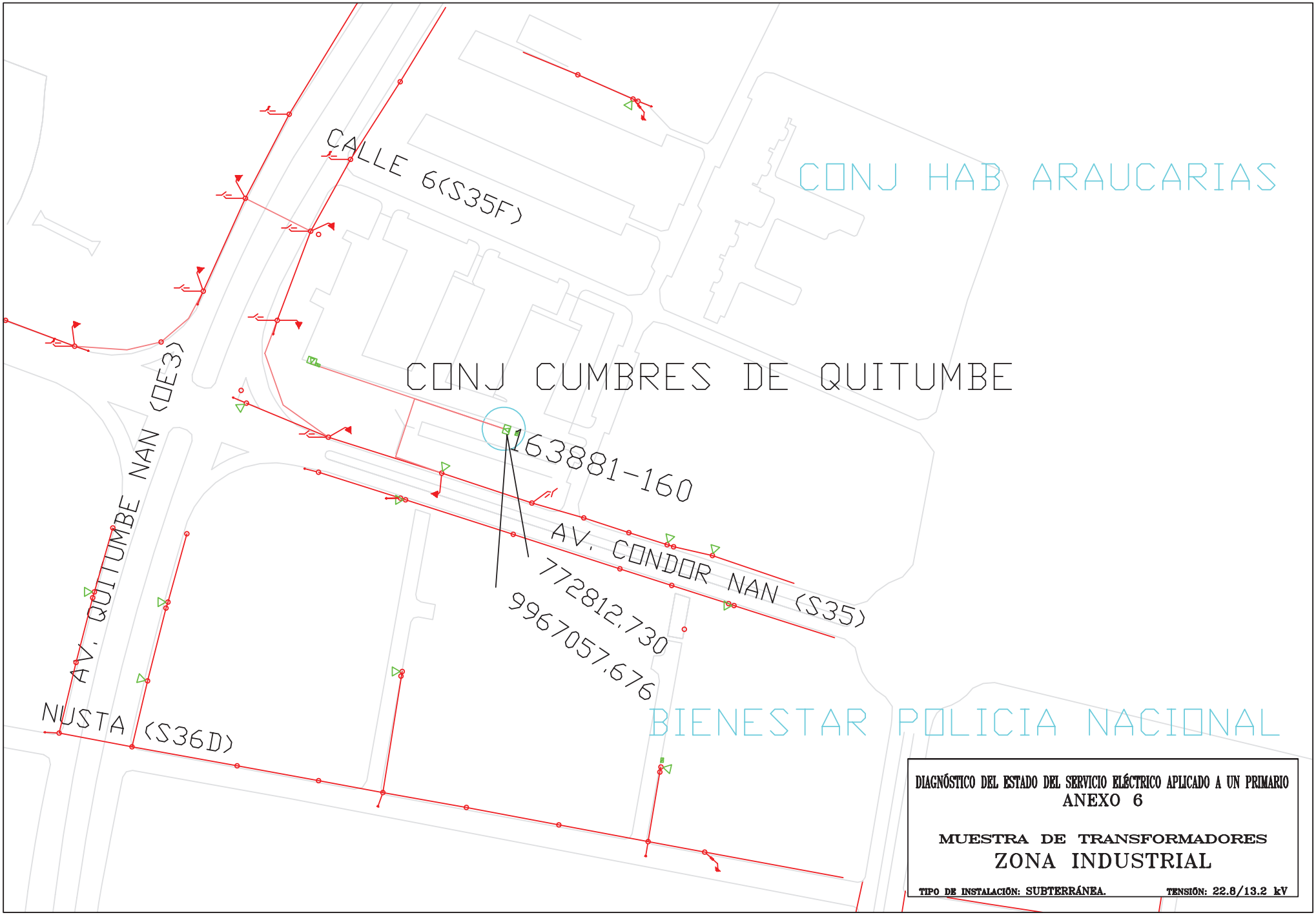
TIPO DE INSTALACION: ***AEREA.*** ***TENSION:*** ***22.8/13.2 kV***



DIAGNÓSTICO DEL ESTADO DEL SERVICIO ELÉCTRICO APLICADO A UN PRIMARIO
ANEXO 6

MUESTRA DE TRANSFORMADORES
ZONA INDUSTRIAL

TIPO DE INSTALACIÓN: SUBTERRÁNEA. TENSIÓN: 22.8/13.2 kV



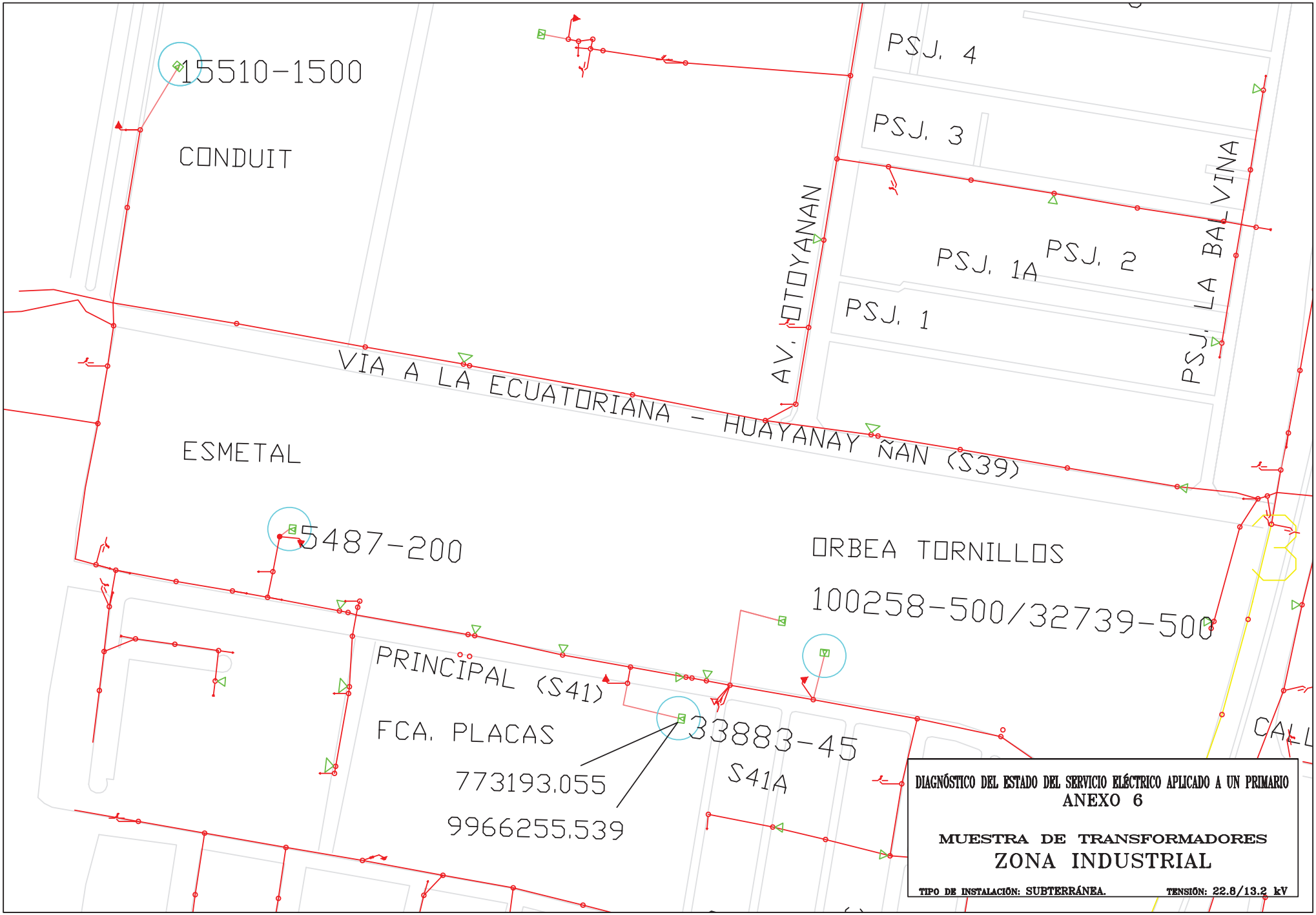
DIAGNÓSTICO DEL ESTADO DEL SERVICIO ELÉCTRICO APLICADO A UN PRIMARIO

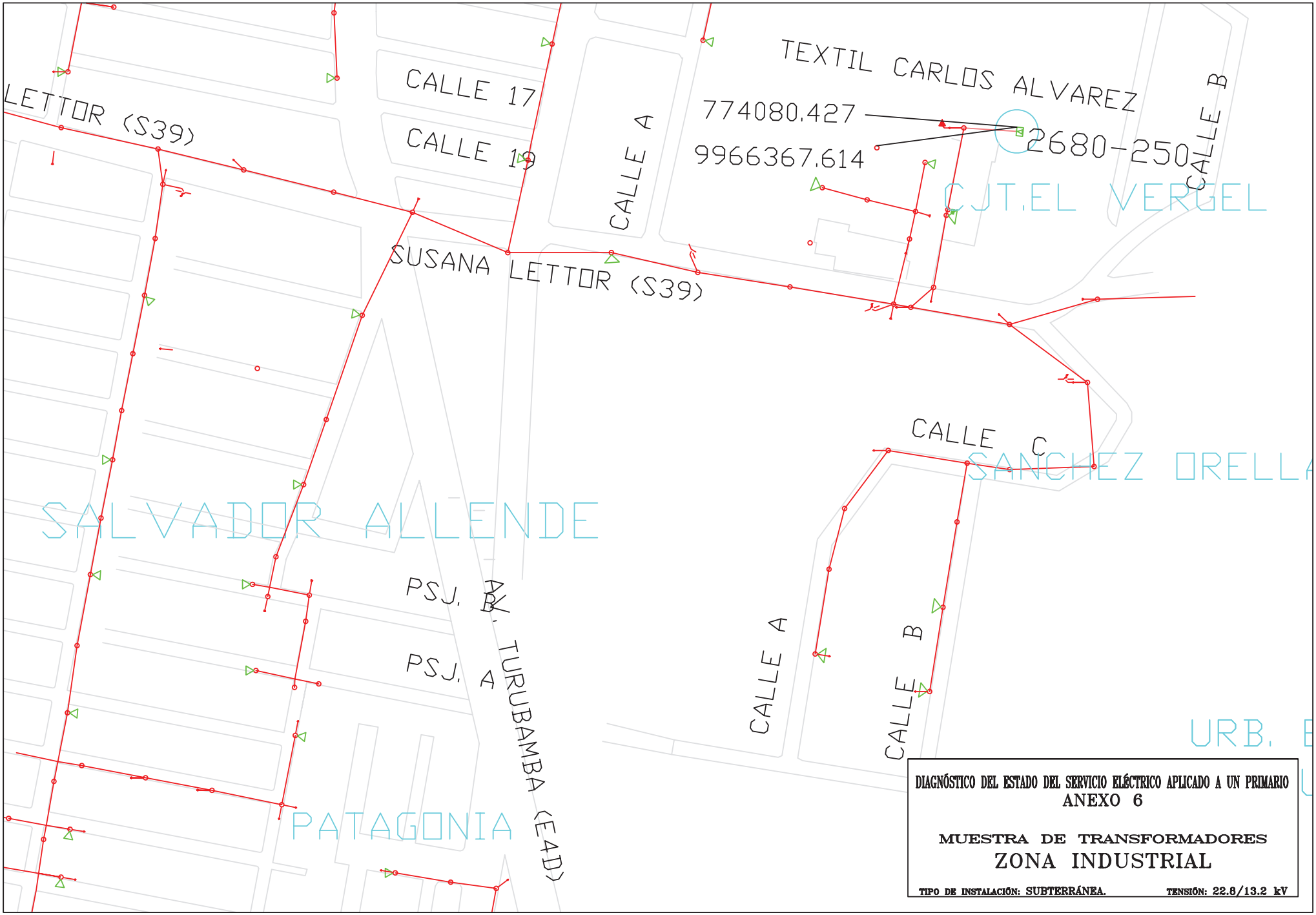
ANEXO 6

MUESTRA DE TRANSFORMADORES

ZONA INDUSTRIAL

TIPO DE INSTALACIÓN: SUBTERRÁNEA. TENSIÓN: 22.8/13.2 kV

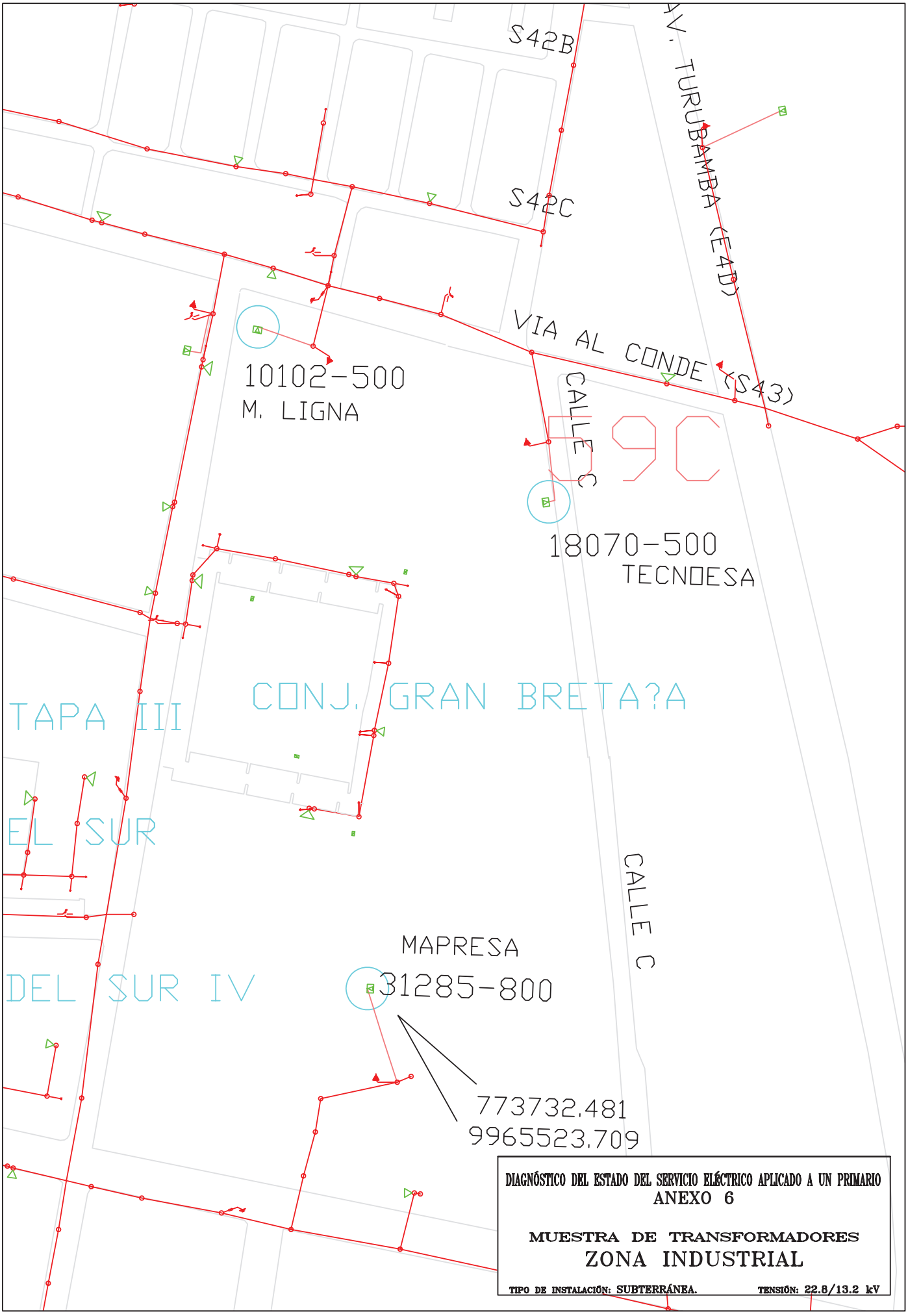

15510-1500
CONDUIT
PSJ. 4
PSJ. 3
PSJ. 2
PSJ. 1A
PSJ. 1
AV. OTOYANAN
PSJ. LA BALVINA
VIA A LA ECUATORIANA - HUAYANAY ÑAN (S39)
ESMETAL
5487-200
ORBEA TORNILLOS
100258-500/32739-500
PRINCIPAL (S41)
FCA. PLACAS
33883-45
S41A
773193.055
9966255.539
DIAGNÓSTICO DEL ESTADO DEL SERVICIO ELÉCTRICO APLICADO A UN PRIMARIO
ANEXO 6
MUESTRA DE TRANSFORMADORES
ZONA INDUSTRIAL
TIPO DE INSTALACIÓN: SUBTERRÁNEA.
TENSIÓN: 22.8/13.2 kV



DIAGNÓSTICO DEL ESTADO DEL SERVICIO ELÉCTRICO APLICADO A UN PRIMARIO
ANEXO 6

MUESTRA DE TRANSFORMADORES
ZONA INDUSTRIAL

TIPO DE INSTALACIÓN: SUBTERRÁNEA. TENSIÓN: 22.8/13.2 kV



DIAGNÓSTICO DEL ESTADO DEL SERVICIO ELÉCTRICO APLICADO A UN PRIMARIO
ANEXO 6

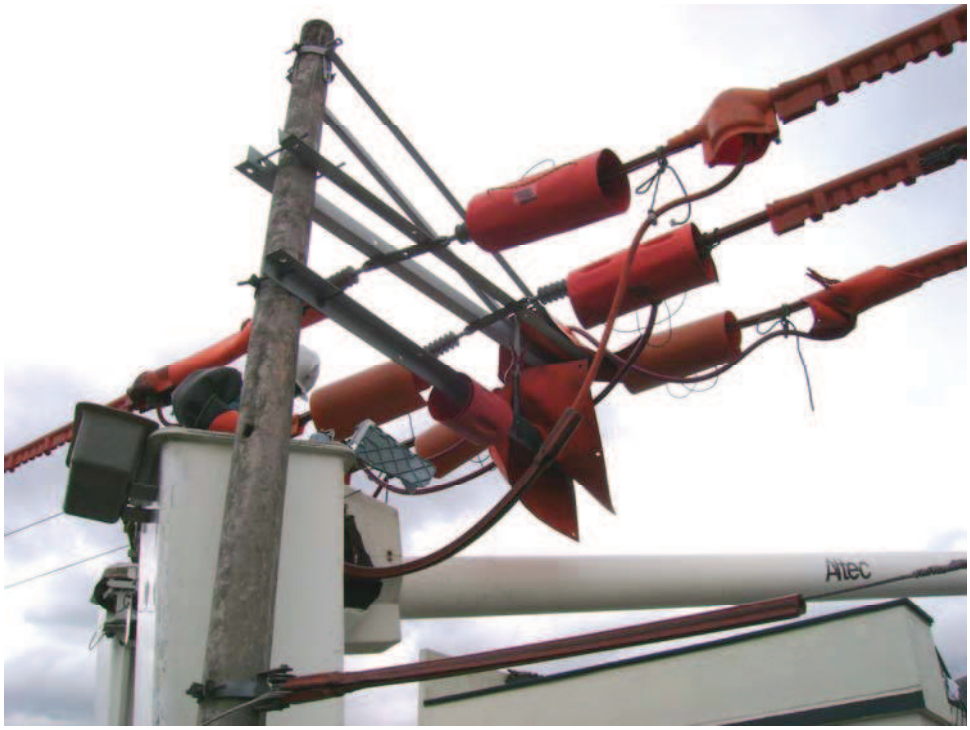
MUESTRA DE TRANSFORMADORES
ZONA INDUSTRIAL

TIPO DE INSTALACIÓN: SUBTERRÁNEA. TENSIÓN: 22.8/13.2 kV

ANEXO 7: Fotografías

SECCIÓN 1: CAMBIO DE SECCIONADORES

Altec


Altec

Altec

SECCIÓN 2.1: NOVEDADES ENCONTRADAS EN EL SPT DE TRANSFORMADORES

Conductor entorchado a varillas y conectores sulfatados

Se encontró varillas de ½’’ y mal uso de suela Cadweld

SECCIÓN 2.2: MEDICIÓN DE SPT EN TRANSFORMADORES AÉREOS

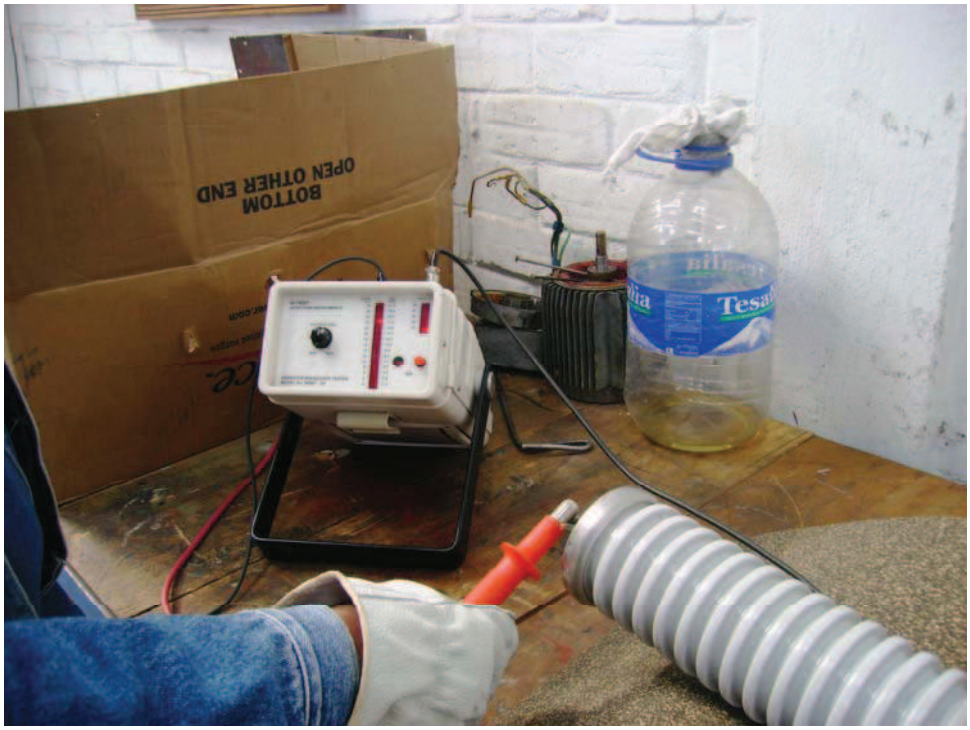
Exploración y Medición de SPT, Disposición Tipo encontrada 2(T1-1)

Mejora de SPT con Disposición Tipo T1-2

SECCIÓN 3: MEDICIÓN DE PARARRAYOS EN TRANSFORMADORES

Medición de la Resistencia de Aislamiento

Medición de Voltaje de Operación (Vn) y Conducción (MCOV)



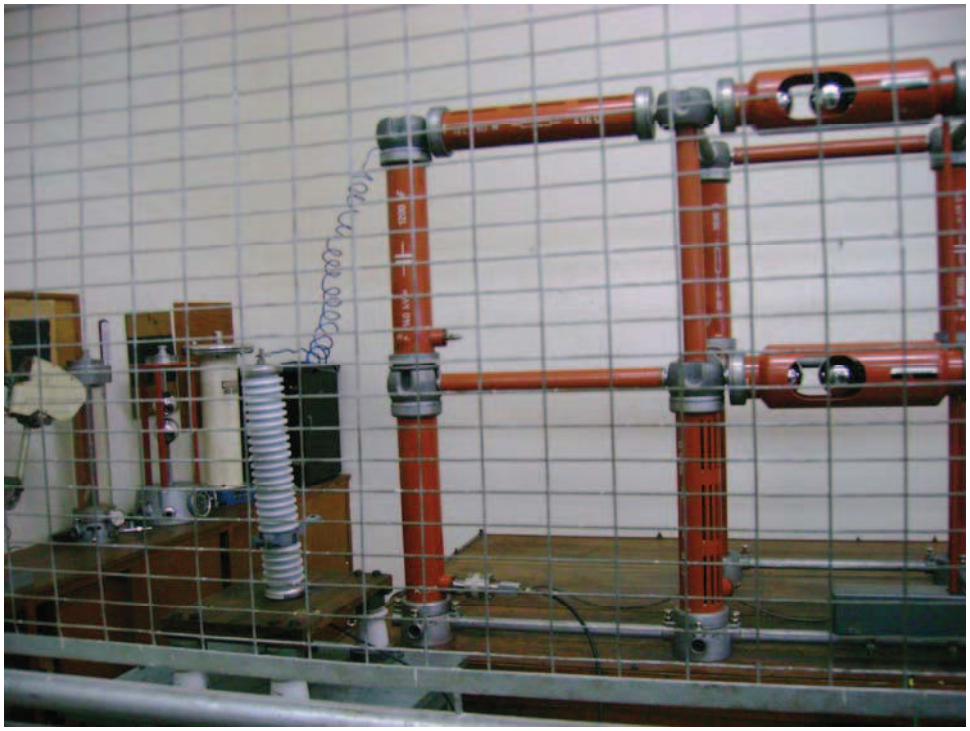
SECCIÓN 4: MEDICIÓN DE SPT EN CÁMARAS DE TRANSFORMACIÓN

Apertura de seccionadores e instalación de cortocircuito en Cámara

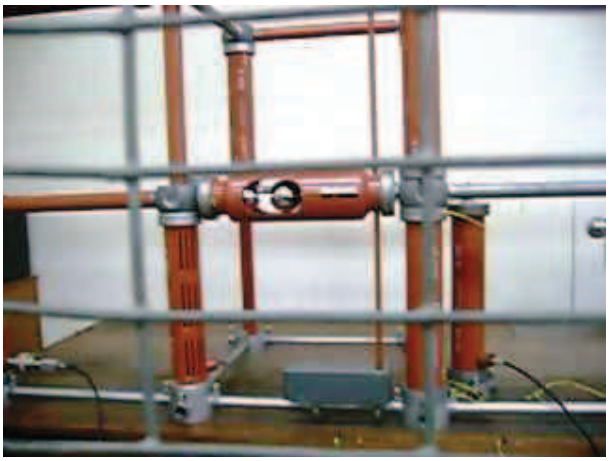
Desconexión del neutro de la barra de tierras y Medición del SPT

SECCIÓN 5: PRUEBAS EN LABORATORIO DE ALTO VOLTAJE E.P.N.

Pruebas de Voltaje a Frecuencia Industrial (60 Hz.)



Pruebas de Voltaje de Impulso



ANEXO 8: Determinación del Tipo de Usuario en Transformadores de la Muestra

Determinación del tipo de Usuario en Transformadores de la Muestra									
Zona	Nº Trafo	Nº clientes*	kVA Trafo	Nº postes	Promedio kWh máx	Promedio kWh mín	Promedio kWh/mes/cliente	Desviación Estandar de los consumos	Tipo de Cliente
1	76840	53	112,5	12	289	15	128	61,8	D
	17742	36	50	15	2130	20	226	355,3	C
2	41718	3	50	2	292	82	194	106	C
	165081	6	75	2	203	39	123	64,5	D
	163672	5	25	1	161	36	100	49,9	E
3	24775	21	37,5	9	506	49	188	122,3	C
	24776	61	37,5	10	205	22	138	91,8	D
	24777	42	37,5	4	328	71	149	74,6	D
	24778	90	37,5	13	297	20	119	69,9	D
	24779	68	37,5	10	453	22	116	76,3	D
	24780	34	25	5	588	53	134	91,7	D
4	24942	76	50	6	410	28	126	72,7	D
	6238	48	25	7	361	28	116	59,9	D
	101422	38	25	5	514	17	147	109,8	D
	101423	32	25	4	559	20	134	101,6	D
	101425	46	37,5	5	333	38	135	79,1	D
	36372	62	37,5	10	440	40	153	69,7	C
	107166	24	37,5	6	314	34	138	73,1	D
	107168	28	50	8	281	16	123	63,1	D
5	34100	18	25	6	373	21	110	72,2	D
	37679	25	25	7	333	21	114	62,7	D
	37673	25	25	7	411	18	104	101,2	D
	36869	25	25	6	187	30	108	44	D

* El numero total de clientes con consumos ≥ 15 kWh