

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA  
SEDE QUITO**

**CARRERA:  
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE  
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:  
ANÁLISIS DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN BAJA TENSIÓN  
(BT) DE LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA  
CAMPUS SUR USANDO LA CAPTURA DE DATOS EN CAMPO  
PARA MEJORAR LA EFICIENCIA ENERGÉTICA.**

**AUTOR:  
SR. COLLAGUAZO CHIPANTASI PEDRO JAVIER**

**TUTOR:  
ING. MILTON GONZALO RUIZ MALDONADO**

**QUITO, SEPTIEMBRE 2020**

## CESION DE DERECHOS DE AUTOR

Yo COLLAGUAZO CHIPANTASI PEDRO JAVIER con documento de identificación N° 1724814338, manifestó mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de titulación intitulado: “ ANÁLISIS DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN BAJA TENSION (BT) DE LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA CAMPUS SUR USANDO LA CAPTURA DE DATOS EN CAMPO PARA MEJORAR LA EFICIENCIA ENERGÉTICA ”, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: INGENIERO ELÉCTRICO, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad intelectual, en mi condición de autor me conservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.



Nombre: Collaguazo Chipantasi Pedro Javier

Cédula: 1724814338

Fecha: Quito D.M, septiembre de 2020

## DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR

Yo, Milton Gonzalo Ruiz Maldonado declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación “ANÁLISIS DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN BAJA TENSIÓN (BT) DE LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA CAMPUS SUR USANDO LA CAPTURA DE DATOS EN CAMPO PARA MEJORAR LA EFICIENCIA ENERGÉTICA” realizado por Collaguazo Chipantasi Pedro Javier, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerados como trabajo final de titulación.

Quito D.M, septiembre de 2020



Milton Gonzalo Ruiz Maldonado  
CI: 171440906-5

## **DEDICATORIA**

Dedico este proyecto técnico, a mi padre Pedro Collaguazo Caiza, a mi madre María Isabel Chipantasi Aneloa, a mis hermanos Fabián y Édison, a mi hermana Jenny Vanessa quienes me acompañaron en todo momento de mi formación académica y personal.

También dedico este proyecto a mis abuelitos que siempre me cuidan desde el cielo.

## **AGRADECIMIENTOS**

En primer lugar, agradezco a Dios por permitirme festejar este logro personal con mi papá, mamá, hermanos y hermana a quienes les estaré eternamente agradecido por apoyarme con mis estudios de ingeniería.

Un agradecimiento especial a mi madre María Isabel quien es el motor principal por el cual hoy en día soy un profesional, por todo su trabajo como madre para permitirme seguir una carrera de ingeniería eléctrica y que gracias a ello soy ingeniero eléctrico.

Agradezco a la Universidad Politécnica Salesiana por brindarme todo el conocimiento posible sobre mi carrera además de enseñarme que primero se es persona y luego un buen profesional, gracias por enseñarme el espíritu salesiano.

Agradezco a los docentes de la universidad, de algunos de ellos llevo muchos recuerdos por que fueron excelentes docentes de los cuales aprendí mucho y aquellos ingenieros que se tomaban un momento para platicarnos y aconsejarnos para futuros trabajos o para situaciones eventuales que pudiesen presentar en la vida les estaré eternamente agradecido.

Agradezco las risas a compañeros que conocí y con los cuales forme amistad dentro de la universidad como lo son Fernando y Germán grandes personas que espero volver a encontrarme en el ambiente profesional.

## ÍNDICE

<b>ÍNDICE .....</b>	<b>VI</b>
<b>RESUMEN.....</b>	<b>2</b>
<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>3</b>
<b>CAPÍTULO I.....</b>	<b>6</b>
<b>MARCO TEÓRICO .....</b>	<b>6</b>
1. Introducción.....	6
2. Norma NEC-2017.....	6
3. Norma EN-50160 .....	12
4. Norma IEC 610032 .....	15
5. Norma IEC 610024 .....	15
6. Norma IEC 610034 .....	16
7. Norma IEC 6100430 .....	17
8. Regulación CONELEC 004/01 .....	18
9. Método para medir la resistencia del suelo. ....	25
10. Norma IEEE 80-2013.....	26
11. Calidad de energía y eficiencia energética.....	32
12. Termografía ISO 18434-1 .....	39
<b>CAPÍTULO II .....</b>	<b>41</b>
<b>TRABAJO EN CAMPO Y RECOPIACIÓN DE DATOS.....</b>	<b>41</b>
13. Estado actual del sistema eléctrico de la Universidad Politécnica Salesiana campus sur bloque “G” y auditorios. ....	41
13.1. Transformador.....	41
13.2. Grupo electrógeno .....	45
13.3. Sistema de transferencia automática (ATS).....	46
13.4. Tablero principal .....	48
13.5. Secuencímetro .....	51
13.6. Tableros secundarios y conductores principales.....	52
13.7. Verificación de Puesta a tierra .....	55
14. Resultados obtenidos mediante el analizador .....	55
15. Análisis de calidad de la energía. ....	58
16. Tabla resumen y análisis. ....	81
<b>CAPÍTULO III.....</b>	<b>85</b>
<b>PROPUESTA DE MEJORA.....</b>	<b>85</b>
17. Diseño de malla de puesta a tierra.....	85
18. Plan para la mejora de calidad y eficiencia del sistema eléctrico .....	89

<b>CONCLUSIONES</b> .....	<b>94</b>
<b>RECOMENDACIONES</b> .....	<b>96</b>
<b>REFERENCIAS</b> .....	<b>97</b>
<b>TABLAS</b> .....	<b>99</b>
<b>ANEXOS</b> .....	<b>103</b>
1. Anexo 1. Datos de dispositivos de medición .....	103
2. Anexo 2: Transformador, trabajo de campo.....	105
3. Anexo 3: Grupo electrógeno, trabajo de campo.....	109
4. Anexo 4: Sistema de transferencia automática, trabajo de campo .....	111
5. Anexo 5: Tablero de distribución principal, trabajo de campo. ....	116
6. Anexo 6: Tableros de distribución secundarios, trabajo de campo.....	118
7. Anexo 7: Sistema de puesta a tierra, trabajo de campo.....	126
8. Anexo 8: Planos del sistema eléctrico de la universidad politécnica salesiana campus sur bloque “G” y auditorios. ....	129

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Método de Wenner .....	25
<b>Figura 2.</b> Telurómetro .....	26
<b>Figura 3.</b> Factor de reducción .....	29
<b>Figura 4.</b> Costo total de suministro de energía eléctrica .....	33
<b>Figura 5.</b> Fase de optimización del consumo de energía eléctrica .....	34
<b>Figura 6.</b> Factor que influye sobre el costo y el ahorro de energía eléctrica .....	35
<b>Figura 7.</b> Clasificaciones de las principales no idealidades de la red .....	36
<b>Figura 8.</b> Esquema de red eléctrica .....	38
<b>Figura 9.</b> Transformador principal de 250 [Kva] .....	42
<b>Figura 10.</b> Transformador principal de 250 Kva análisis térmico .....	43
<b>Figura 11.</b> Fusible NH.....	44
<b>Figura 12.</b> Grupo electrógeno .....	46
<b>Figura 13.</b> Tablero principal “ATS”. .....	47
<b>Figura 14.</b> Análisis térmico del tablero “ATS”.....	48
<b>Figura 15.</b> Interruptor siemens 3VT3 del bloque “G”. .....	49
<b>Figura 16.</b> Análisis térmico a la entrada del disyuntor del bloque “G”. .....	50
<b>Figura 17.</b> Conexión del analizador fluke en el interruptor del bloque “G”.....	51
<b>Figura 18.</b> Comprobación de secuencia “R, S, T” .....	52
<b>Figura 19.</b> Agrupamiento de cables análisis térmico .....	53
<b>Figura 20.</b> Temperatura Quito-Ecuador. ....	54
<b>Figura 21.</b> Voltaje eficaz.....	58
<b>Figura 22.</b> Factor de cresta y voltaje medio .....	60
<b>Figura 23.</b> Límite de variación del 10 y 15 % del voltaje nominal.....	60
<b>Figura 24.</b> Interrupciones cortas por caída de tensión. ....	61
<b>Figura 25.</b> Huecos generados por caídas de tensión que no superan el 1%.....	61
<b>Figura 26.</b> Caída de voltaje .....	62
<b>Figura 27.</b> Huecos y Sobretensiones .....	63
<b>Figura 28.</b> Huecos por caída de voltaje.....	64
<b>Figura 30.</b> Armónicos en la red.....	67



<b>Figura 31.</b> Armónicos en tensión. ....	69
<b>Figura 32.</b> Armónicos en corriente impares. ....	70
<b>Figura 33.</b> THD y TDD. ....	71
<b>Figura 34.</b> Voltaje y corriente. ....	72
<b>Figura 35.</b> Desequilibrio. ....	75
<b>Figura 36.</b> Cos phi. ....	76
<b>Figura 37.</b> Energía activa ....	77
<b>Figura 38.</b> Primera interrupción ....	78
<b>Figura 39.</b> Segunda interrupción ....	79
<b>Figura 40.</b> Diagrama de flujo para el diseño de malla de puesta a tierra ....	86
<b>Figura 41.</b> Diseño de la malla de puesta a tierra ....	88
<b>Figura 42.</b> Diseño de la malla de puesta a tierra profundidad ....	89
<b>Figura 43.</b> Filtro activo multifunción. ....	91

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> Parámetros EN 50160 [5].....	13
<b>Tabla 2.</b> Límites para los equipos de clase a – IEC 610032 [6].....	15
<b>Tabla 3.</b> Límites para los equipos de clase a – IEC 610034 [7].....	16
<b>Tabla 4.</b> Variaciones de voltaje respecto al voltaje nominal [8]......	20
<b>Tabla 5</b> Variaciones de voltaje respecto al voltaje nominal [8]......	24
<b>Tabla 6</b> Parámetros para evaluación con la cámara termográfica [14]. .....	39
<b>Tabla 7</b> Criterios de aceptación [14]. .....	40
<b>Tabla 8.</b> Datos tomados del transformador .....	44
<b>Tabla 9.</b> Datos tomados del analizador de V, P, Q, s, Fp.....	55
<b>Tabla 10.</b> Datos tomados del analizador de corriente y cálculo de Icc. ....	56
<b>Tabla 11.</b> Datos tomados de la cámara termográfica de los equipos propuestos. ....	57
<b>Tabla 12.</b> Datos tomados de la puesta a tierra.....	57
<b>Tabla 13.</b> Desequilibrio de voltaje en las líneas R, T, S. ....	74
<b>Tabla 14.</b> Desequilibrio de corriente en las líneas R, T, S. ....	74
<b>Tabla 15.</b> Datos previos al diseño de la malla.....	85
<b>Tabla 16.</b> Datos obtenidos del diseño.....	87
<b>Tabla 17.</b> Constantes de tipos de materiales[11].....	99
<b>Tabla 18.</b> Constantes de materiales[2] .....	99
<b>Tabla 19.</b> Factor de decremento [11] .....	100
<b>Tabla 20.</b> Resistividad del terreno[25] .....	100
<b>Tabla 21.</b> Filamentos del conductor[25] .....	100
<b>Tabla 22.</b> Agrupamiento de conductores, corriente 310.15(b)3(a)[2] .....	101
<b>Tabla 23.</b> Rango de temperatura de conductores 310.15(b) (16)[2] .....	101
<b>Tabla 24.</b> Características cable TTu 2000 [26]. .....	102
<b>Tabla 25.</b> Temperatura de conductores, factor de corrección por temperatura [2].	102

## **ABSTRACT**

This technical project presents the analysis of the electrical system of the Salesian Polytechnic University campus sur block "G" and auditoriums, through which the operation of the electrical system was checked, the safety of equipment and personnel intended to maneuver or maintain the devices.

For the obtaining of data in the field, equipment such as the three-phase analyzer, sequenmeter, telurometer, thermal imaging camera was used in order to obtain data such as voltage, current, power, temperature, resistivity among others, which allowed to carry out a study of the current state of the electrical system and check if it complies with the NEC-2017 standard as a physical condition, environment to which the equipment is subjected, signage, amppacity.

The thermal analysis was performed in order to find hot spots in the system or equipment that are above its design temperature, which negatively affect and does not allow a good energy quality.

With an improvement plan, a grounding mesh design is proposed according to IEEE 80-2013, a design was carried out to improve the efficiency of the university's electrical system with quality energy according to CONELEC regulation 004/01.

## **RESUMEN**

El presente proyecto técnico presenta el análisis del sistema eléctrico de la Universidad Politécnica Salesiana campus sur bloque “G” y auditorios, mediante el cual se comprobó el funcionamiento del sistema eléctrico, la seguridad de los equipos y personal destinado a maniobrar o dar mantenimiento los dispositivos.

Para la obtención de datos en campo se procedió a utilizar equipos como lo son el analizador trifásico, secuencímetro, telurómetro, cámara termográfica con la finalidad de obtener datos como voltaje, corriente, potencia, temperatura, resistividad entre otros, los cuales permitieron realizar un estudio del estado actual del sistema eléctrico y verificar si cumple la norma NEC-2017 como estado físico, ambiente al cual son sometidos los equipos, señalización, ampacidad.

El análisis térmico se realizó con el fin de encontrar puntos calientes en el sistema o equipos que estén sobre su temperatura de diseño, que afectan de manera negativa y no permita una buena calidad de energía.

Con un plan de mejora se plantea un diseño de malla de puesta a tierra acorde a la normativa IEEE 80-2013, se procedió a realizar un diseño que permita mejorar la eficiencia del sistema eléctrico de la universidad con energía de calidad acorde a la regulación 004/01 del CONELEC.

## INTRODUCCIÓN

### **Descripción del problema:**

El sistema eléctrico de la Universidad Politécnica Salesiana campus sur bloque “G” y auditorios debe tener un sistema de puesta a tierra que precautele la seguridad de personas y equipos conectados a la red y la calidad de energía eléctrica presente debe ser optima garantizado el correcto funcionamiento del sistema.

La calidad de energía eléctrica es comprometida a través del tiempo ya sea por aumento de carga o factores externos e internos que dañen la energía presente en la sistema eléctrico mediante Flickers, sobrecalentamiento de los conductores o presencia de armónicos entre otros parámetros, los sistemas de puesta a tierra de la misma forma sufren daños debido a condiciones externas como humedad, sales y minerales del suelo adyacente a su conexión lo cual produce que disminuya su efectividad en caso de no tener un plan de mantenimiento o plan de mejora adecuado. Por todo lo antes mencionado el presente proyecto técnico tiene relevancia y puede ser ejecutado con la finalidad de solventar y evitar daños graves al sistema eléctrico, varios de los problemas como: presencia de armónicos, mal aterrizaje de la puesta a tierra, secuencia de las líneas, tableros principales y mal dimensionamiento de las protecciones.

### **Objetivo principal**

- Realizar un estudio del sistema eléctrico en baja tensión (BT) mediante un análisis técnico a través de captura de datos en campo considerando niveles de voltaje, corriente y puesta a tierra, de tal manera que permita establecer un plan de mejora en cuanto a la calidad de energía, eficiencia energética y servicio eléctrico de la universidad politécnica salesiana campus sur.

### **Objetivos secundarios:**

- Comprobación del funcionamiento del sistema eléctrico: levantamiento de información mediante planos existentes del sistema eléctrico y mediante la captura de datos en campo.
- Estudio del sistema de puesta a tierra: verificación del diseño existente del sistema de puesta a tierra, medición de resistividad, comprobación de la existencia de la puesta a tierra en todos los tableros principales de distribución, asegurar que los valores de protección cumplan con los estándares establecidos por el sistema eléctrico correspondiente a las normas NEC 2017.
- Estudio térmico de los tableros principales: recopilar datos mediante una cámara termográfica, en todos los tableros y determinar puntos calientes en el sistema eléctrico principal minimizando las pérdidas por el efecto joule.
- Plantear una mejora del sistema eléctrico existente: mediante un análisis de la información en los anteriores puntos se realiza una propuesta para la mejora de la calidad de energía y eficiencia energética del sistema eléctrico del bloque “G” además de los auditorios del campus universitario sur.

### **Alcance:**

El alcance del presente proyecto establece realizar el análisis del sistema eléctrico actual de la Universidad Politécnica Salesiana campus sur bloque “G” y auditorios tomando como base las distintas normativas como la NEC-2017, regulación No. CONELEC-004/01, EN 50160, IEE80-2013 y una propuesta de mejora continua en caso de existir parámetros que no cumplan con las normas antes mencionadas.

La metodología que se aplicara es el levantamiento de información del sistema eléctrico mediante la toma de datos en campo, para obtener parámetros como: voltaje, corriente, potencia, factor de potencia, flicker, armónicos, secuencia de fases, mediciones termográfica y resistencia del sistema de puesta a tierra, las mediciones se

obtendrán mediante equipos como: analizador trifásico, cámara termográfica, telurómetro, secuencímetro.

Mediante los parámetros anteriormente adquiridos se procederá a realizar un análisis en base a las normas previamente mencionadas, una vez realizado el análisis proceder a establecer un plan de mejora continua que corrija o mejore la calidad de energía del sistema eléctrico actual cumpliendo las normativas mencionadas anteriormente.

# **CAPÍTULO I**

## **MARCO TEÓRICO**

### **1. Introducción**

Existe una estructura de las distintas normas a nivel de calidad eléctrica de acuerdo a la IEEE que se encuentra conformada de la siguiente manera [1]:

- Normativa internacional.
- Normativa regional.
- Normativa nacional.
- Normativa asociación.
- Normativa empresa.

La normativa internacional está elaborada con el aval de organismos nacionales de normalización que pertenecen a organizaciones internacionales(ISO, IEC), así como la normativa regional se elabora con el aval de organismos nacionales de normalización[1].

La aplicación de normas como la NEC 2017 para construcción de un sistema eléctrico o IEC610024, IEC610034, IEC6100430, EN50160 las cuales establecen límites para el análisis de calidad de energía en un sistema de baja tensión, además la norma EN50160 es utilizada por el analizar fluke que se utilizó para la toma de datos del sistema eléctrico.

### **2. Norma NEC-2017**

#### **2.1. Requisitos para una instalación eléctrica**

El artículo 110 indica varios requerimientos para una instalación eléctrica idónea por lo cual el apartado 110.3 de las normas NEC 2017 [2] muestra en su anexo “a” estos puntos a supervisar como son:



1. Los equipos deben ser nuevos, restaurados o reacondicionados con las instrucciones e información pertinente del fabricante.
2. La protección de mecanismos mecánicos en cuanto a fuerza y durabilidad.
3. Espacios de conexión y el doblado de alambre.
4. Aislamiento eléctrico.
5. Efectos de calefacción bajo condiciones normales y anormales que pueden surgir en servicio.
6. Efectos de arco.
7. Clasificación por tipo, tamaño, voltaje, capacidad de corriente y uso específico.
8. Factores que salvaguarden la integridad de la persona al contacto con los equipos.

El anexo b, indica que toda instalación o equipo debe estar etiquetado y tener un listado mientras que el anexo c solicita un listado de los equipos probados, evaluados y certificados por laboratorios especializados un ejemplo es “OSHA” (The occupational safety and health administration).

El artículo 110.5 indica los conductores como cobre o aluminio que normalmente son usados para las instalaciones eléctricas, en el artículo 310.15 de las normas NEC-2017 encontramos variedad de tablas que especifican variables y constantes que permitirán realizar su diseño e instalación.

El acuerdo al artículo 110.6 los conductores estarán representados por las unidades de AWG y MILS, el 110.7 enfatiza en la integridad del cable, la instalación completa debe estar libre de cortocircuitos o fallas a tierra que no fuesen requeridas por el código NEC-2017.

El artículo 110.8 indica solo utilizar métodos conocidos y adecuados para el cableado que se permita dentro del código, mientras que el 110.9 menciona la clasificación de interrupción de equipos que van a realizar el corte de corriente, en caso de producirse una falla, su clasificación se realiza acorde al nivel de voltaje nominal y corriente disponible en los terminales de la línea de los equipos instalados.

La clasificación de corrientes de cortocircuito se encuentra asociada a dispositivos de protección contra sobre corrientes, la impedancia total del circuito y otras características, así como usar dispositivos de protección, que permitan proteger los equipos eliminando las fallas y de esta manera evitar que se produzcan daños graves, además de considerar la puesta a tierra acorde al artículo 110.10 del código.

La presencia de agentes que deterioren al equipo como ambiente húmedo, gas, humo, vapores, líquidos, temperatura mencionados en el 110.11 se puede evitar mediante el 110.12 donde indica que las normas ANSI/NEC 1- 2015 explica las normas de construcción eléctrica para evitar posibles deterioros abruptos de los dispositivos eléctricos o de la instalación completa.

El anexo b del 110.12 explica la importancia de la integridad de los equipos e instalación eléctrica incluyendo barras, aislantes los cuales están expuestos agentes corrosivos o sustancias como yeso, limpiadores o algún químico que perjudique dichos dispositivos además de que el sobre calentamiento también influye de manera negativa.

El anexo “a” y “b” del artículo 110.13 explica la importancia de la refrigeración de los equipos, así como la instalación sobre una superficie firme y la correcta refrigeración mediante el aire natural para enfriar las superficies expuestas, de esta manera disipar el aire caliente.

Los tipos de conexión eléctricas se realizan mediante terminales de presión, conectores de empalme de presión, soldadura de acuerdo a las características del material utilizado en la instalación el 110.14 del código NEC[2] indica que no se debe mezclar un terminal con un conector a menos que se lo realice con un propósito específico bajo condiciones de uso específicas.

Los materiales como soldadura, fundentes, inhibidores no deben afectar de forma negativa al conductor, equipo instalación además los conectores, así como los terminales se muestran en la tabla 13 para su debida selección

Los terminales, deben garantizar la buena conexión del conductor mediante conectores de presión incluyendo tornillos de ajuste, mediante soldadura o empalme en caso de ser cable flexible, si el empalme se lo realiza mediante soldadura fuerte o soldadura con un metal o aleación fusible debe proceder primero a realizar el empalme de forma mecánica, comprobar eléctricamente de manera segura para finalmente realizar la suelda.

Nota: los extremos de los conductores que se encuentren libres deberán ser cubiertos con un aislante equivalente al conductor además se debe enumerar los conectores o medios de empalme realizados en la instalación.

La clasificación de la temperatura se asocia a la ampacidad, el conductor se seleccionará y coordinara para no exceder la temperatura del terminal, conductor o dispositivo conectado, en caso de presentarse temperaturas que superen sus especificaciones serán utilizadas para el ajuste de la ampacidad.

El código NEC-2017 indica la disposición de equipos, de acuerdo a la ampacidad del conductor se procederá a realizar reclasificación de los equipos, tenemos 2 casos (a) y (b) que se muestran a continuación[2].

(a) La disposición de equipos para circuitos con 100 amperios o menos, marcados para un calibre de conductor de 14 awg.

(b) La disposición de equipos para circuitos con 100 amperios o más se utilizará conductores de 1 awg en adelante bajo las siguientes variables:

1) Conductores clasificados a 75[°C] es decir 167 [°F].

2) Conductores con temperaturas más altas, tomado en cuenta que la ampacidad del conductor no supere la ampacidad de 75[°C] es decir 167 [°F] del conductor utilizado.

Nota: las normas de instalaciones eléctricas NOM-001-sede-2012 establecen que ampacidad significa “corriente máxima que un conductor puede soportar, bajo condiciones de uso sin exceder su rango de temperatura”[2].

Los conectores de presión por separado se utilizarán en caso que no excedan la ampacidad y temperatura del conector. En las instalaciones, si existe par de ariete que indique un valor numérico, en el equipo o en las instrucciones de instalación que son proporcionadas por sus fabricantes, debe usarse herramientas para calibrar el valor de par exacto durante su instalación.

La 110.16 da la advertencia de peligro de arco eléctrico ,en quipos eléctricos, centralitas, interruptores, paneles de control de industrias, toma de medidores, centro de control de motores, entre otros, es probable que las distintas instalaciones del edificio, fabrica o vivienda requieran un mantenimiento mientras se encuentra energizado, por personas calificadas a las cuales para advertir las zonas de peligro de arco eléctrico se debe marcar cumpliendo una serie de requisitos mencionados en 110.21 del código nec-2017[2] para realizar un servicio o mantenimiento del equipo instalación.

Si la corriente sobrepasa los 1200 amperio o más el equipo deberá contar con una etiqueta que indique la siguiente información como la tensión nominal del sistema, corriente de falla disponible en los dispositivos de protección contra sobre corriente de servicio, el tiempo de compensación de los dispositivos de protección contra sobre corriente del tiempo de servicio en función de la corriente de falla disponible en el equipo de servicio, la fecha en que se aplicó la etiqueta[2].

De acuerdo al código el 110.21 explica sobre el marcado de los equipo, varios de los equipos como transformadores deben tener una placa descriptiva en la cual especifique organización responsable y detalles relevantes para su uso donde indique voltaje, corriente, potencia, configuración, entre otras que permitan su operación, además la placa debe tener la suficiente durabilidad para soportar el ambiente al cual sea expuesto nada hecho a mano, además la marca de peligro que utilicen palabras, colores, símbolos o una combinación de los mismos, la identificación de medios de

desconexión de manera general, todo medio de desconexión deber ser legible, indicar su propósito a menos que su propósito sea evidente, la durabilidad debe ser alta para soportar el medio ambiente en el cual se encuentre expuesto.

La corriente de falla mencionado en 110.24 indica que debe ser marcado de forma legible, contendrá fecha en que se realizó el cálculo de corriente de falla y la durabilidad del marcado debe tener ser alta para soportar el ambiente al cual este expuesto dicho cálculo se documentara y se pondrá a disposición de aquellos que estén autorizados para diseñar, instalar, inspeccionar, dar mantenimiento u operar el sistema, esto se encuentra detallado en el estándar de electricidad y seguridad en lugar de trabajo NFPA 70E-2015[2], las modificaciones de la instalación eléctrica que afecten la corriente de falla máxima disponible en el servicio deberán ser verificadas y en caso de ser necesario recalcular para garantizar el servicio del equipo.

Normas NEC para a 1000 voltios nominales o menos, os espacios que ocupen los equipos eléctricos de acuerdo a la normativa 110.26 se proporcionará con el fin permitir la operación y mantenimiento, de igual manera se debe proporcionar al menos un acceso de forma segura al área. Para un voltaje nominal de 151-600 voltios se aplica un espacio mínimo de 0.9 metros alrededor del equipo, además debe tener una separación de los equipos de alto voltaje.

Los equipos y los conductores deben ubicarse y protegerse de los daños físicos además de la instalación de puesta a tierra de los equipos los cuales se encuentran conectados a la a las partes metálicas de los equipos eléctricos y no pueden exceder un intervalo de 300 m a lo largo de la instalación de acuerdo a la norma 110.54 del capítulo 1 de la normativa.

## **2.2. Ampacidad**

Se define conductores eléctricos como aquellos elementos que se dedican a transportar energía eléctrica en una red, están constituidos de materiales que ofrecen resistencia al paso de la corriente eléctrica y son dimensionados de acuerdo al nivel de corriente y voltaje que circula en la red, están constituidos de cobre, aluminio y aleaciones dependiendo el nivel de voltaje y corriente en la que van hacer usados.

La ampacidad o capacidad de conducción de corriente como antes se la conocía es el valor característico que se debe analizar en los conductores previo a una instalación eléctrica y dependerá de la carga que presente el sistema eléctrico, la definición de ampacidad de acuerdo a la nom-001-sede-2012 es “corriente máxima que un conductor puede transportar, bajo condiciones de uso sin exceder su rango de temperatura”[3][2].

De acuerdo a la norma existe dos factores que son fundamentales para el cálculo de la ampacidad como lo son: temperatura y agrupamiento de conductores, para lo cual se utiliza las tablas de “factor de corrección por temperatura” [2] que encontramos en la normativa NEC-2017 y en el apartado de tablas en el presente proyecto.

Las tablas de factor de corrección por temperatura y ajuste se utilizan en caso de que exista una temperatura ambiente diferente a 30[°C] en donde se realizó la instalación.

En las normas NEC encontramos la siguiente ecuación que nos permite encontrar la temperatura del conductor requisito para la encontrar la ampacidad.

$$I = \sqrt{\frac{T_C - (T_a + \Delta T_d)}{R_{cd}(1 + Y_c) * R_{CA}}} 10^3 [A] \quad (1)$$

$I$ : Temperatura del conductor.

$T_a$ : Temperatura ambiente.

$\Delta T_d$ : Aumento de temperatura por pérdida dieléctrica.

$R_{CA}$ : Resistencia térmica efectiva entre conductor y dieléctrico.

$Y_c$ : Componente de resistencia CA efectiva efecto skin [2].

### 3. Norma EN-50160

La norma EN 50160, define la calidad en una red eléctrica y los límites para parámetros como la frecuencia, equilibrio, amplitud y formas de onda, establece los principales

parámetros y límites para una tensión suministrada por una red en medio y bajo voltaje en condiciones normales, hacia el cliente [4].

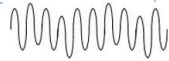
La norma EN 50160 describe y especifica los valores característicos de la tensión suministrada al cliente, dentro de los cuales se encuentra:



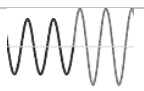
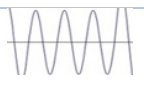
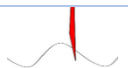
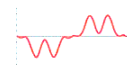
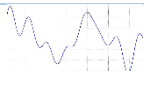

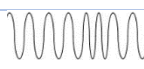
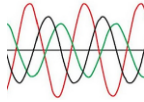
- Variaciones de frecuencia en el sistema.
- Variaciones de tensión en la red.
- Fluctuaciones de tensión
- Flicker.
- Huecos de tensión.
- Interrupciones de tensión.
- Sobretensiones temporales.
- Transitorios de tensión.
- Desequilibrios de tensión.
- Distorsión armónica.

Las variaciones rápidas de tensión de acuerdo a la norma, establece que la energía eléctrica en condiciones normales puede ser producidas por la carga, perturbaciones generados por equipos conectados a la red o por causas externas, tomando en cuenta los fenómenos imprevistos propios que pertenecen al voltaje de red.

En la tabla 1 que se muestra a continuación se observar un resumen de todos los parámetros como amplitud, forma de onda, frecuencia, simetría con sus respectivos límites que considera la norma EN 50160 para el análisis de calidad de energía eléctrica.

**Tabla 1.** Parámetros EN 50160 [5].

<b>Definiciones perturbaciones según norma UNE 50160</b>			
<b>Parámetro</b>	<b>Nombre</b>	<b>Definición</b>	
<b>Amplitud</b>	Fluctuación de tensión	$\Delta U < 10\%U_{ref}$	

	Hueco de tensión	$90\%U_{ref} > U$ $> 1\%U_{ref}$ $10ms < \Delta t \leq 1min$	
	Interrupción de alimentación:	$U < 1\%U_{ref}, \Delta t$ $\leq 3 min.$	
	- Corte breve	$U < 1\%U_{ref}, \Delta t$	
	- Corte largo	$> 3 min.$	
	Sobretensión temporal	Sobretensión relativamente larga	
	Variación de tensión	Aumento o disminución de tensión	
<b>Forma de onda</b>	Sobretensión transitoria	$\Delta t = de\ ns\ a\ ms$	
	Tensión armónica	$f_{armónicos} = n * f_{fund}$ $n = entero.$	
	Tensión interarmónica	$f_{interarmónicos} = n$ $* f_{fund}$ $m = no\ entero.$	
	Señales de información transmitidas por la red	$110\ Hz \leq f$ $\leq 148.5\ KHz$ E impulso de corta duración	
<b>Frecuencia</b>	Variación de frecuencia	$f \neq 50\ ó\ 60\ Hz$	
<b>Simetría</b>	Desequilibrios de Tensión	$ U_R  \neq  U_S  \neq  U_T $ y/o $\varphi_{R,S} \neq \varphi_{S,T} \neq \varphi_{T,R}$ $\neq 120^\circ$	
<p><b><math>U =</math> tensión actual, <math>U_{ref} =</math> tensión de referencia</b></p> <p><b><math>\Delta U =  U_{ref} - U </math>, <math>\Delta t =</math> duración, <math>f =</math> frecuencia</b></p> <p><b><math>f_{fund} =</math> frecuencia fundamental</b></p> <p><b><math>U_R, U_S, U_T =</math> Tensión en fases R, S y T</b></p> <p><b><math>\varphi_{R,S}, \varphi_{S,T}, \varphi_{T,R} =</math> Ángulo entre fases R - S, S - T, T - R</b></p>			



#### 4. Norma IEC 610032

La presente norma establece los límites de corriente armónica para equipos con una corriente de fase que sea  $\leq 16$  [A] con el fin de limitar la emisión de componente armónico, para equipos de clase b los valores deben multiplicarse por un factor de 1.5[1].

**Tabla 2.** Límites para los equipos de clase a – IEC 610032 [6]

Numero armónico h	Corriente armónica máxima permitida (a)
<b>Armónicos impares</b>	
<b>3</b>	2.3
<b>5</b>	1.14
<b>7</b>	0.77
<b>9</b>	0.4
<b>11</b>	0.33
<b>13</b>	0.21
<b>15&lt;=h&lt;=40</b>	1.84/h
<b>Armónicos pares</b>	
<b>2</b>	1.08
<b>4</b>	0.43
<b>6</b>	0.3
<b>8&lt;=h&lt;=40</b>	1.84/h

#### 5. Norma IEC 610024

La norma IEC 610024 se aplica a redes de distribución en baja tensión de 50 y 60 Hz, estableciendo niveles de compatibilidad para perturbaciones existentes a nivel industrial, algunos de los parámetros que define esta norma son: forma de onda, frecuencia, equilibrio de fases entre otros.

Se debe identificar a que clase pertenecen los equipos.

- Clase 1: Equipos extra sensibles a perturbaciones en el suministro de energía eléctrica[6].

- Clase 2: Relacionados a puntos de conexión común y puntos de conexión interior en el entorno de la industria[6].
- Clase 3: Esta clase aplica, para alimentaciones a través de convertidores, máquinas de gran consumo de energía o motores grandes con arranques frecuentes[6].

## 6. Norma IEC 610034

La norma IEC 610034 todo lo contrario a la norma IEC 610032, establece el límite de emisión de corrientes armónicas en un sistema eléctrico de baja tensión para equipos de corriente nominal que sea mayor a 16[A] por fase, los dispositivos conectados a la red de baja tensión son los siguientes:

- Voltaje nominal hasta 240 [v] monofásica de dos o tres cables.
- Voltaje nominal hasta 600 [v] trifásico de tres o cuatro cables.
- Voltaje, frecuencia nominal de 50 Hz o 60 Hz en el sistema.

Existen dos métodos para pruebas

- Medición directa de emisiones de corriente [7].
- Cálculo de emisión por simulaciones validadas como el analizador trifásico [7].

**Tabla 3.** Límites para los equipos de clase a – IEC 610034 [7].

Número armónico n	Corriente armónica admisible $I_n / I_1 * \%$
3	21.6
5	10.7
7	7.2
9	3.8
11	3.1
13	2
15	0.7

<b>17</b>	1.2
<b>19</b>	1.1
<b>21</b>	$\leq 0.6$
<b>23</b>	0.9
<b>25</b>	0.8
<b>27</b>	$\leq 0.6$
<b>29</b>	0.7
<b>31</b>	0.7
<b><math>\geq 33</math></b>	$\leq 0.6$

Donde:

$l_1$ : Corriente fundamental clasificada

$l_n$ : Componente de corriente armónica

La norma establece que las corrientes armónicas debajo del 60% de la fundamental de entrada no se deben tomar en cuenta. La corriente armónica no supera los 10 segundos cuando el equipo entra en funcionamiento o sale de funcionamiento ya sea de manera manual o automática, tampoco deberá exceder 1.5 veces el valor límite establecido.

Los límites se aplican para corrientes armónicas transitorias que ocurren durante el diagnostico de un equipo o parte del mismo, las cuales están en el orden de 2 a 10 en caso de ser pares y 3 a 19 para las que son impares, los valores hasta 1.5 veces el límite permitido durante un máximo de 10% de cualquier periodo de observación de 2.5 min.

## **7. Norma IEC 6100430**

La norma IEC 6100430 define algunos métodos de medidas para los parámetros de calidad en el suministro de una red eléctrica y como se debe interpretar correctamente los resultados, la norma establece métodos para medir sin fijar los umbrales de tensión entre otros parámetros, el método estándar define como se evalúan y detectan, los huecos de tensión, sobre tensiones temporales e interrupciones del suministro.[6]

## **8. Regulación CONELEC 004/01**

El análisis de la calidad energética de acuerdo con el CONELEC 004/01 establece distintos parámetros del servicio eléctrico en distribución, procedimientos y evaluación que realiza la empresas distribuidoras en este caso la “EEQ”, para la calidad eléctrica se debe revisar algunos puntos necesarios como armónicos, niveles de voltaje, factor de potencia, fluctuación entre otros. <sup>1</sup>

Los parámetros de calidad se clasifican de la siguiente manera:

Calidad de producto:1

- Nivel de voltaje.
- Perturbaciones de voltaje.
- Factor de potencia.

Calidad de servicio técnico:1

- Frecuencia de interrupciones.
- Duración de interrupciones.

Calidad de servicio comercial:1

- Atención de solicitudes.
- Atención de reclamos.
- Error de medición y facturación.

### **8.1.1. Nivele de voltaje**

#### **Incide de calidad**

El índice de calidad del voltaje de acuerdo a la regulación 004/01, se estable de acuerdo a la variación del nivel de voltaje que presente el sistema lo cual se expresa de la siguiente manera en la ecuación 2. <sup>1</sup>

$$\Delta V_k(\%) = \frac{V_k - V_n}{V_n} * 100 \quad (2)$$

Donde:

$\Delta V_k$ : Variación de voltaje, en un intervalo k de 10 minutos en un periodo de 7 días.<sup>1</sup>

$V_k$ : Voltaje eficaz (RMS) en un intervalo k de 10 minutos y un periodo de 7 días. 1

$V_n$ : Voltaje nominal medido durante 7 días y un intervalo de 10 minutos. 1

## Mediciones

Acorde a la normativa del CONELEC 004/01 la calidad en cuanto al voltaje “se determina como las variaciones de los valores eficaces (RMS) medidos cada 10 minutos, con relación al voltaje nominal”<sup>1</sup>.

La empresa distribuidora deberá realizar siguiente mensualmente:

1. Un registro de voltaje de acuerdo a:<sup>1</sup>

- Se realiza mínimo 3 mediciones del 20% de las barras de salida de subestaciones de distribución, alta tensión (AV), media tensión (MV).<sup>1</sup>
- Se realiza mínimo 5 mediciones del 0,15% de los transformadores de distribución.<sup>1</sup>
- Se realiza mínimo 10 mediciones del 0,01 % de los consumidores de bajo voltaje del área de concesión.<sup>1</sup>

2. Se selecciona los puntos a medir considerando “los niveles de voltaje, el tipo de zona (urbana, rural), la topología de la red, a fin de que las mediciones sean representativas de todo el sistema, una vez realizada la selección de los puntos, la empresa distribuidora debe notificar al CONELEC, por lo menos 2 meses antes de efectuar las mediciones” [8].

3. Se medirá la energía entregada y mediante un registro se da conocer la energía suministrada en malas condiciones de calidad<sup>1</sup>.

4. Cada mes, el registro se efectuará en un período de medición no menor a 7 días continuos, en un intervalo de 10 minutos.<sup>1</sup>

### **Límites**

Existe un 5% del periodo de medición que es de 7 días continuos, donde el nivel de voltaje debe cumplir los límites establecidos en la tabla 4 que se encuentra a continuación , esto se realizará durante cada mes.<sup>1</sup>

Las variaciones permitidas de acuerdo al voltaje nominal se señalan a continuación:

**Tabla 4.** Variaciones de voltaje respecto al voltaje nominal [8].

	<b>Subetapa 1</b>	<b>Subetapa 2</b>
<b>Alto voltaje</b>	± 7.0%	± 5.0%
<b>Medio voltaje</b>	± 10.0%	± 8.0%
<b>Bajo voltaje. urbanas</b>	± 10.0%	± 8.0%
<b>Bajo voltaje. rurales</b>	± 13.0%	± 10.0%

### **8.1.2. Perturbaciones**

#### **8.1.2.1. Parpadeo (flicker)**

#### **Índice de calidad**

En cuanto a la presencia del flicker y como se evalúa la calidad del servicio eléctrico, si existe esta perturbación se considerará el índice de severidad por flicker de corta duración (Pst), en un intervalo medido de 10 minutos, como se define de acuerdo en

---

<sup>1</sup> CONELEC 004/01 Establece niveles de calidad del servicio eléctrico de distribución[8]

las normas IEC, estableciendo una expresión matemática que se indica a continuación:<sup>2</sup>

$$P_{st} = \sqrt{0.0314P_{0.1} + 0.0525P_1 + 0.0657P_3 + 0.28P_{10} + 0.08P_{50}} \quad (3)$$

Donde:

$P_{st}$ : Índice de severidad de flicker de corta duración.<sup>2</sup>

$P_{0.1}, P_1, P_3, P_{10}, P_{50}$ : “Niveles de efecto “flicker” que se sobrepasan durante el 0.1%, 1%, 3%, 10%, 50% del tiempo total del periodo de observación”.<sup>2</sup>

### **Mediciones**

Mensualmente la empresa distribuidora debe realizar lo siguiente:

1. En los bornes de bajo voltaje y con un mínimo de 5 mediciones se procederá a medir un número equivalente al 0,15% de los transformadores de distribución.<sup>2</sup>
2. Se selecciona los puntos a medir considerando “los niveles de voltaje, el tipo de zona (urbana, rural), la topología de la red, a fin de que las mediciones sean representativas de todo el sistema, una vez realizada la selección de los puntos, la empresa distribuidora debe notificar al CONELEC, por lo menos 2 meses antes de efectuar las mediciones” [8].
3. Se medirá la energía entregada y mediante un registro se da conocer la energía suministrada en malas condiciones de calidad.<sup>2</sup>
4. Cada mes, el registro se efectuará en un período de medición no menor a 7 días continuos, en un intervalo de 10 minutos.<sup>2</sup> De acuerdo a la norma IEC 60868 las mediciones deben ser de 10 minutos y se las debe realizar mediante un medidor de efecto “flicker”.<sup>2</sup>

---

<sup>2</sup> CONELEC 004/01 Establece niveles de calidad del servicio eléctrico de distribución[8]

## Limites

Se mide la severidad del flicker de corta duración si en el punto de medición obtenemos un valor de  $Pst \leq 1$ , es el tope de irritabilidad asociado a la variación de luminancia que puede soportar el ojo humano permitido, caso contrario se está violando el límite de seguridad.<sup>3</sup> En caso de incumplir el límite de seguridad y este supera el 5% del periodo de medición durante 7 días, se considera que no se cumple el límite admisible.<sup>3</sup>

### 8.1.2.2. Armónicos

#### Índice de calidad

El factor de distorsión armónica o THD de acuerdo a la regulación CONELEC 004/01 establece límites de acuerdo al tipo de armónico que se presente en la red por lo que puede ser par o impar para lo cual se aplica las fórmulas que se tiene a continuación.<sup>4</sup>

$$Vi' = \left( \frac{Vi}{Vn} \right) * 100 \quad (4)$$

$$THD = \left( \frac{\sqrt{\sum_{i=2}^{40} (Vi^2)}}{Vn} \right) * 100 \quad (5)$$

Donde:

*THD*: Factor de distorsión total por armónicos, expresado en porcentaje.<sup>3</sup>

*Vi*: Valor eficaz (RMS) del voltaje armónico “i” (para  $i = 2 \dots 40$ ) expresado en voltios.<sup>4</sup>

*Vi'*: Acto de distorsión armónica individual de voltaje.<sup>4</sup>

*Vn*: Voltaje nominal del punto de medición expresado en voltios.<sup>3</sup>



## Mediciones

Mensualmente la empresa distribuidora debe realizar lo siguiente:

1. En los bornes de bajo voltaje y con un mínimo de 5 mediciones se procederá a medir un número equivalente al 0,15% de los transformadores de distribución.<sup>5</sup>
2. Se selecciona los puntos a medir considerando “los niveles de voltaje, el tipo de zona (urbana, rural), la topología de la red, a fin de que las mediciones sean representativas de todo el sistema, una vez realizada la selección de los puntos, la empresa distribuidora debe notificar al CONELEC, por lo menos 2 meses antes de efectuar las mediciones” [8].
3. Se medirá la energía entregada y mediante un registro se da conocer la energía suministrada en malas condiciones de calidad.<sup>5</sup>
4. Cada mes, el registro se efectuará en un período de medición no menor a 7 días continuos, en un intervalo de 10 minutos.<sup>4</sup>

La norma IEC 61000-4-7 determina que la medición de este parámetro se debe realizar mediante un medidor de distorsiones armónicas de voltaje con su respectivo procedimiento.<sup>5</sup>

## Limites

Los voltajes armónicos ( $V_i$ ) y los THD expresado en % del voltaje nominal, no deben superar los límites establecidos en la tabla que se encuentra a continuación, en caso de una regulación se considera los armónicos que se encuentran entre segunda y la cuadragésima posición.<sup>5</sup>

---

<sup>4</sup> CONELEC 004/01 Establece niveles de calidad del servicio eléctrico de distribución[8]

**Tabla 5** Variaciones de voltaje respecto al voltaje nominal [8].

Orden (n) de la corriente armónica y THD	Tolerancia $ v_i $ o $ \text{THD}' $ (% respecto al voltaje nominal del punto de medición)	
	$v > 40 \text{ kb}$ (otros puntos)	$v \leq 40 \text{ kb}$ (Trafo. de distribución)
<b>Impares no múltiplos de 3</b>		
5	2	6
7	2	5
11	1.5	3.5
13	1.5	3
17	1	2
19	1	1.5
23	0.7	1.5
25	0.7	1.5
>25	$0.1+0.6*25/n$	$0.2+1.3*25/n$
<b>Impares múltiplos de 3</b>		
3	1.5	5
9	1	1.5
15	0.3	0.3
21	0.2	0.2
<b>Mayores de 21</b>	0.2	0.2
<b>Pares</b>		
2	1.5	2
4	1	1
6	0.5	0.5
8	0.2	0.5
10	0.2	0.5
12	0.2	0.2
<b>Mayores de 12</b>	0.2	0.5
<b>THD</b>	3	8

### 8.1.2.3. Factor de potencia

## Índice de calidad

Para el análisis y la evaluación de calidad del factor de potencia, la medición realizada en un 5% más de los 7 días continuos es menor a los límites establecidos, el consumidor incumple con la norma [8].

## Medición

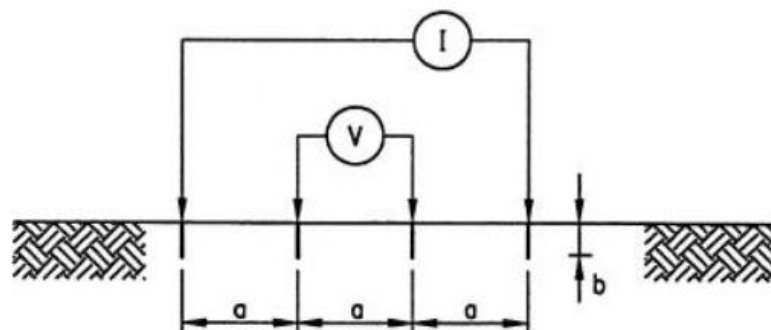
Desacuerdo al artículo 12 del “reglamento de suministro del servicio de electricidad”[8], el factor de potencia será medido por parte de la empresa distribuidora cada mes, para consumidores de medio y alto voltaje se realiza un registro de mediciones en un intervalo de 10 minutos durante 7 días continuos [8].

## Limite

El valor mínimo admitido en el factor de potencia es de 0,92.

## 9. Método para medir la resistencia del suelo.

El método de Wenner de 4 puntos es el método más preciso y conocido para medir la resistividad del suelo, dicho método obtiene la resistividad del suelo para capas profundas sin necesidad de enterrar los electrodos de manera profunda. El método consiste en enterrar las varillas de manera recta y espaciada a una profundidad  $b$  como lo muestra la siguiente figura[9].



**Figura 1.** Método de Wenner

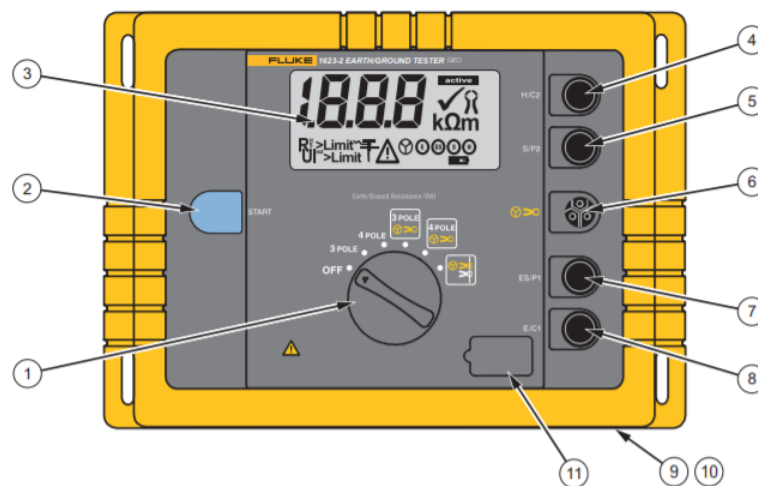
**Fuente:**[9].

En caso que la distancia de “A” sea mayor a la de “B” se aplica la fórmula que encontramos a continuación para obtener la resistividad  $\rho = 2 * \pi * R * a$  a través de la resistencia obtenida con el telurómetro. Además, la resistencia de la puesta a tierra no puede superar los 5 Ohm como indica la norma IEEE 142-2007.

## 10. Norma IEEE 80-2013

La normativa IEEE 80-2013 establece un proceso para el diseño de una malla de puesta a tierra dependiendo del tipo de instalación que se necesite realizar.

10.1.**Paso 1**, datos en campo, los datos en campo se obtienen mediante equipos especializados, como un telurómetro fluke que se muestra la figura 1 a continuación, para medir la resistencia de la puesta a tierra donde se va a realizar la malla, dichos datos los encontramos en la tabla 6, para conocer más sobre el equipo se puede visitar la página oficial de fluke donde se encuentra un manual de uso del equipo completo.



**Figura 2.** Telurómetro

**Fuente:** [10]

10.2.**Paso 2**, corriente de corto circuito y calibre de conductor,  $I_{CC0}$  (corriente de cortocircuito trifásico en secuencia negativa) debe ser 3 veces la corriente de falla, esta sería la máxima corriente esperada en una descarga eléctrica sobre la instalación en un

tiempo determinado como  $T_c$  o  $T_f$  (duración de falla), para realizar el cálculo  $I_{cc}$  puede usar el triángulo de potencias.

El cálculo de  $I_{cc_0}$  se basa en los valores previamente obtenidos con el analizador trifásico fluke en el sistema eléctrico y durante la medición respectiva con el telurómetro se obtiene parámetros para el diseño de la malla a tierra.

$$I_t = I_{l1} + I_{l2} + I_{l3} [A] \quad (6)$$

$$\theta = \frac{\text{acos}(Fp) * 180}{\pi} \quad (7)$$

$$R_t = \frac{\sqrt{3} * V_t * I_t * \cos(\theta)}{I_t^2} [Ohm] \quad (8)$$

$$X_t = \frac{\sqrt{3} * V_t * I_t * \sin(\theta)}{I_t^2} \quad (9)$$

$$Z = \sqrt{R_t^2 + X_t^2} [Ohm] \quad (10)$$

$$I = \frac{V_t}{Z} [A] \quad (11)$$

$$I_{cc} = 3 * I [A] \quad (12)$$

El procedimiento se debe repetir desde la ecuación 8 hasta la ecuación 12 para una secuencia negativa y obtener  $I_{cc_0}$ , debemos recalcar que  $R_0$  y  $X_0$  son mucho menores que  $R_t$  y  $X_t$ , debido a que dichos valores en la teoría nos indica que deben ser más pequeños que la secuencia negativa.

$$I_{cc_0} = 3 * I_0 [A] \quad (13)$$

10.3.**Paso 3**, tipo de conductor, se realiza la ecuación 15 o ecuación 16 para realizar la selección, todo ello depende de la ficha técnica del conductor con la que se

trabajando para el diseño, además se requiere parámetros que se pueden medir en el sistema mediante equipos como el analizador trifásico fluke, también existen constantes como TCAP que se puede encontrar en la normativa IEEE 80-2013, las fichas técnicas sirve para elegir el conductor adecuado para la instalación de acuerdo a sus características de construcción, como dato extra la norma internacional IEEE 80-2013 recomienda usar el calibre de conductor 2/0 para subestaciones como detalla en sus ejemplos variados.

$$A_{Kcmil} = Icc_0[kA] * Kf * \sqrt{Tc} \quad (14)$$

$$A_{mm^2} = \frac{Icc_0[kA]}{\sqrt{\left(\frac{TCAP * 10^{-4}}{T_c * \alpha * r * \rho r} * \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_o + T_a}\right)\right)}} [mm^2] \quad (15)$$

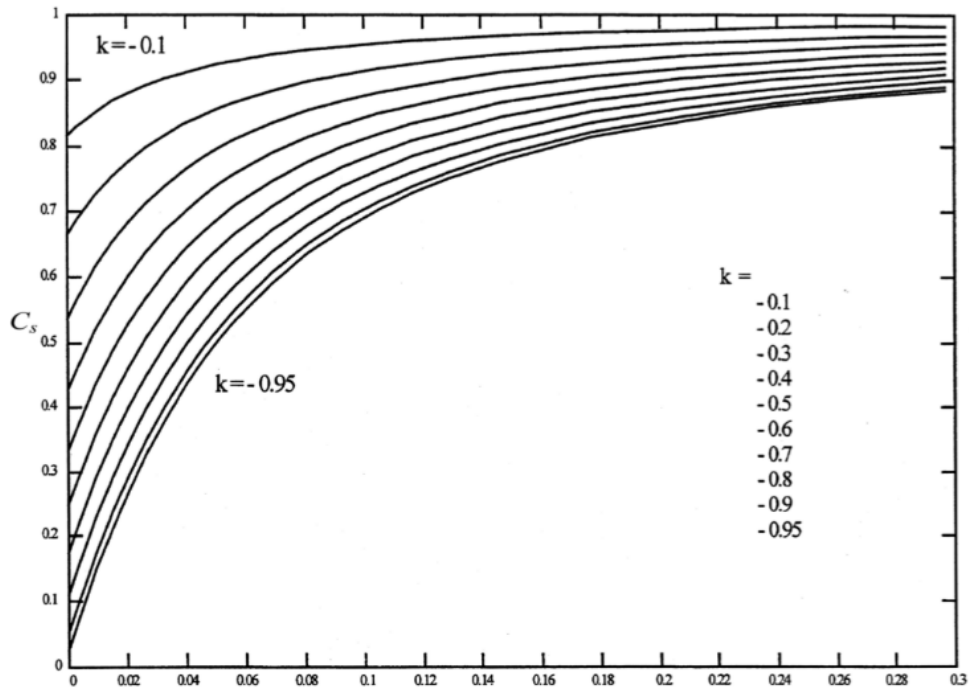
$$A_{Kcmil} = \frac{Icc_0[kA] * 197.4}{\sqrt{\left(\frac{TCAP}{T_c * \alpha * r * \rho r} * \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_o + T_a}\right)\right)}} [Kcmil] \quad (16)$$

10.4.**Paso 4**, voltaje de malla y voltaje de toque, el cálculo de este parámetro se lo realiza tomando en cuenta que se lo debe hacer para personas de 50[Kg] y 70[Kg] como dicta la norma IEE 80-2013, la tolerancia del cuerpo humano al voltaje de paso y toque se realiza considerando ciertas variables que determinaran la afección al persona como la frecuencia, duración de la corriente a través del cuerpo(Ts), de echo esta variable está sujeta a criterio del diseñador, la corriente no debe exceder el orden de los 25 [mA], debido a que puede ser muy doloroso para la persona que reciba una descarga eléctrica de esta magnitud provocando pérdida del control muscular, lo que puede originar que no se pueda librar del objeto energizado de ser el caso.

$$K = \frac{\rho - \rho s}{\rho + \rho s} \quad (17)$$

$$Cs = \frac{0.09 * \left(1 - \frac{\rho}{\rho s}\right)}{2 * hs + 0.09} \quad (18)$$

El factor de reducción también se lo puede obtener mediante la gráfica 3 que nos indica la norma internacional IEE 80-2013, para más exactitud se puede apoyar en la ecuación 18.



**Figura 3.** Factor de reducción

Fuente: [11]

$$E_{step50} = \frac{(1000 + 6 * C_s * \rho_s) * 0.116}{\sqrt{Ts}} [v] \quad (19)$$

$$E_{touch50} = \frac{(1000 + 6 * C_s * \rho_s) * 0.116}{\sqrt{Ts}} [v] \quad (20)$$

$$E_{step70} = \frac{(1000 + 6 * C_s * \rho_s) * 0.157}{\sqrt{Ts}} [v] \quad (21)$$

$$E_{touch70} = \frac{(1000 + 6 * C_s * \rho_s) * 0.157}{\sqrt{Ts}} [v] \quad (22)$$

10.5.**Paso 5**, diseño de la malla, considerando el área de terreno se procura a obtener una diseño preliminar de la malla de puesta a tierra, para ello se deber realizar el cálculo de **Lc, Lp, Lt, A, D** los datos del área del terreno se los considera acorde donde se pretende instalar la malla de puesta a tierra, **Lr** no es necesario calcular si no existe varillas en las esquinas.

$$A = X * Y [m^2] \quad (23)$$

$$C_h = 1 + \frac{X}{D} \quad (24)$$

$$C_v = 1 + \frac{y}{D} \quad (25)$$

$$LC = Y * C_v + X * C_h[m] \quad (26)$$

10.6.**Paso 6**, resistencia de malla, se determina mediante la ecuación 27 que se presenta a continuación, la resistencia de malla que permite realizar la comprobación del diseño si está correcto o incorrecto.

$$R_g = \rho * \left[ \frac{1}{Lt} + \frac{1}{\sqrt{20 * A}} * \left( 1 + \frac{1}{1 + h * \sqrt{a}} \right) \right] [Ohm] \quad (27)$$

10.7.**Paso 7**, cálculo de la máxima corriente de falla, con el fin de evitar un sobredimensionamiento de la malla realizamos este paso, al considerar una parte de **Icc<sub>0</sub>** que descarga en la malla hacia tierra, la corriente **I<sub>g</sub>** representara el peor tipo de falla considerando el factor de decremento (**D<sub>f</sub>**).

$$I_G = D_f * S_f * 3I_o[A] \quad (28)$$

El factor de decremento lo obtendremos de la tabla 19, depende de la relación ya sea para X/10, X/20, X/30, X/40.



10.8.**Paso 8**, aumento del potencial de la puesta a tierra, si el GPR (elevación del gradiente de potencial de tierra) de diseño realizado es menor al voltaje de toque el diseño cumple y finaliza.

$$GPR = I_G * R_g [V] \quad (29)$$

10.9.**Paso 9**, cálculo de voltaje de malla, si el aumento de potencial a tierra no cumple, se procede a realizar el cálculo de voltaje de malla y paso, mediante las ecuaciones que se muestran a continuación desde la 30 hasta la 39 donde con una serie de parámetros de acuerdo a las dimensiones del terreno(x, y), geometría, profundidad de la malla (h), separación de las varilla (d), se procede a realizar los cálculos pertinentes para obtener él **Em**, es necesario el diseño para verificar el cumplimiento de acuerdo a la normativa internacional IEEE 80-2013.

$$n = n_a * n_b * n_c * n_d \quad (30)$$

$$n_a = \frac{2 * L_c}{L_p} \quad (31)$$

$$n_b = n_c = n_d = 1 \quad (32)$$

$$k_i = 0.644 + 0.148 * n \quad (33)$$

$$k_h = \sqrt{1 + \frac{h}{k_o}} \quad (34)$$

$$k_{ii} = \frac{1}{2 * n^{\frac{2}{3}}} \quad (35)$$

$$k_m = \frac{1}{2 * \pi} * \left[ \ln \left( \frac{D^2}{16 * h * d} + \frac{(D + 2 * h)^2}{8 * D * d} - \frac{h}{4 * d} \right) + \frac{k_{ii}}{k_h} * \ln \left( \frac{8}{\pi * (2 * n - 1)} \right) \right] \quad (36)$$

$$E_m = \frac{\rho * I_g * k_m * k_i}{L_c + L_r} [V] \quad (37)$$

$$k_s = \frac{1}{\pi} * \left[ \left( \frac{1}{2 * h} + \frac{1}{D * h} + \frac{1}{D} \right) (1 - 0.5^{n-2}) \right] \quad (38)$$

$$E_s = \frac{\rho * I_g * k_s * k_i}{0.75 * L_c + 0.85 * L_r} [V] \quad (39)$$

10.10. **Paso 10**, verificación de voltaje de malla y voltaje de paso, el análisis se realiza mediante la ecuación 40 y ecuación 41 mostradas a continuación, si cumple las dos condiciones propuesta por la norma el diseño está bien realizado, y se puede proceder a realizar su instalación con garantía que se obtendrá un funcionamiento óptimo de la instalación de puesta a tierra que se va a realizar.

$$E_s \leq E_{step50} \wedge E_{step70} \quad (40)$$

$$E_m \leq E_{Touch50} \wedge E_{Touch70} \quad (41)$$

10.11. **Paso 11**, rediseño, en caso de que no se cumpla el paso 10 se debe realizar un nuevo procedimiento, en el cual se debe modificar distintas variables como tipo de conductor, espacio entre varillad (d) o realizar un estudio del terreno a profundidad para mejorar la resistividad, usando distintas manera como: añadir sales que contribuyen con los iones para que pueden mejorar la conducción, añadir agua para humedecer el terreno o cambiar el suelo adyacente con un compuesto de bentonita, esta última mayormente aplicada para puestas a tierra verticales .

10.12. **Pasó 12**, resultados obtenidos del diseño, los resultados se presentan en una tabla con todas las características de la instalación y donde se especifique si cumple con la normativa IEE80-2013.

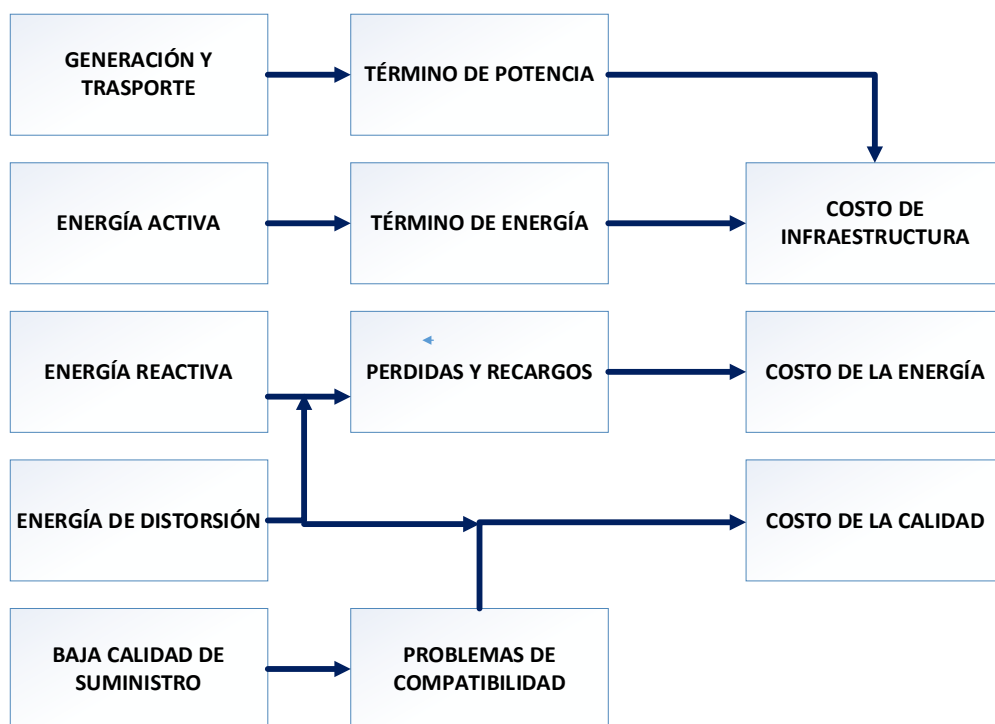
## 11. Calidad de energía y eficiencia energética

El estudio de la calidad de energía y eficiencia eléctrica da inicio con la necesidad de corresponder a las expectativas del usuario, para lo cual observamos el suministro de dicha energía a partir de las empresas distribuidoras, es decir un suministro con tensiones equilibradas, frecuencia constante y corriente que llega a nuestro transformador, de tal manera tener un servicio de buena calidad, con un costo viable acorde al funcionamiento y la seguridad para personas y equipos.

La mala calidad de energía eléctrica puede ser producida por distintos factores como el deterioro de los conductores, mal dimensionamiento, variación de las señales de tensión y corriente, así como cortes de energía de manera no programada.

El tipo de carga conectada al sistema es un factor importante para establecer la calidad de energía que se obtendrá ya que pueden existir cargas lineales o no lineales.

En la figura 4 a continuación se muestra los parámetros que afectan al costo total del suministro, por lo tanto, se procede a realizar una secuencia de pasos con el fin de mejorar la calidad de energía eléctrica encontrando los problemas que afectan al sistema y producen daños.



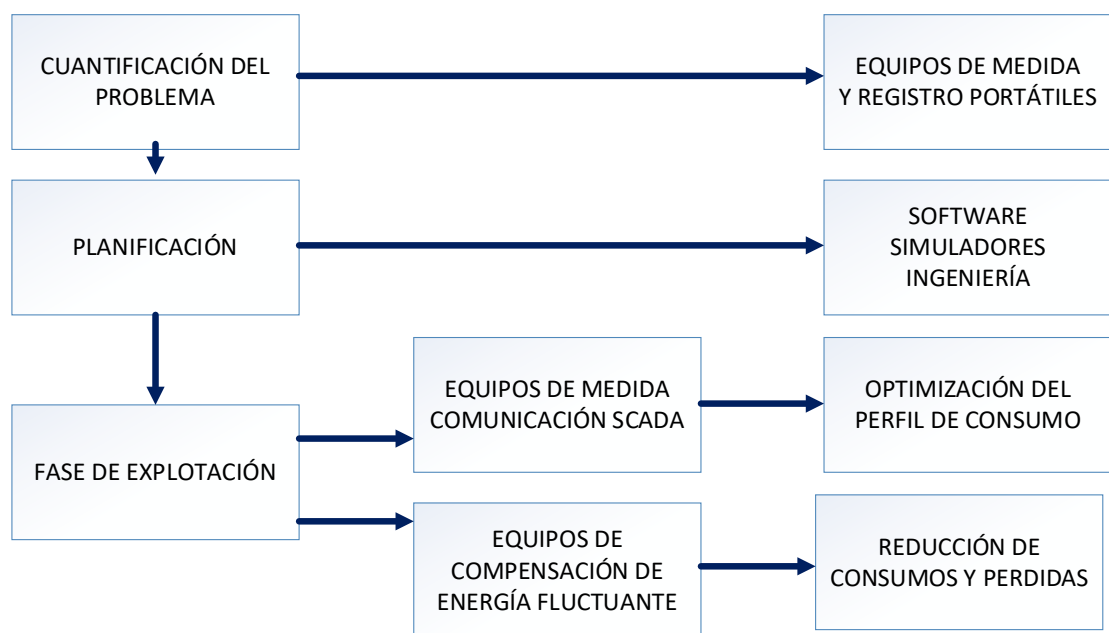
**Figura 4.** Costo total de suministro de energía eléctrica

**Fuente:** [12].

**Paso 1** cuantificar el sistema a optimizar, se lo realiza mediante analizadores portátiles de red y de esta manera medir y generar un registro de datos de distintos parámetros eléctricos e identificar las perturbaciones que presenta el sistema, en este caso se procede a utilizar un analizador fluke 435, cámara termográfica, secuencímetro entre otros dispositivos de la marca fluke.

**Paso 2** mediante el análisis de los resultados, se debe realizar una planificación de acuerdo al consumo o comportamiento físico del sistema y si es el caso aplicar medidas correctivas para compensar la energía que se encuentra fluctuante.

**Paso 3** cumplir una planificación de consumo, mantenimiento y evaluar si es posible una optimización si fuese requerida, en base a los registros obtenidos previamente en el paso 2 y su análisis correspondiente.



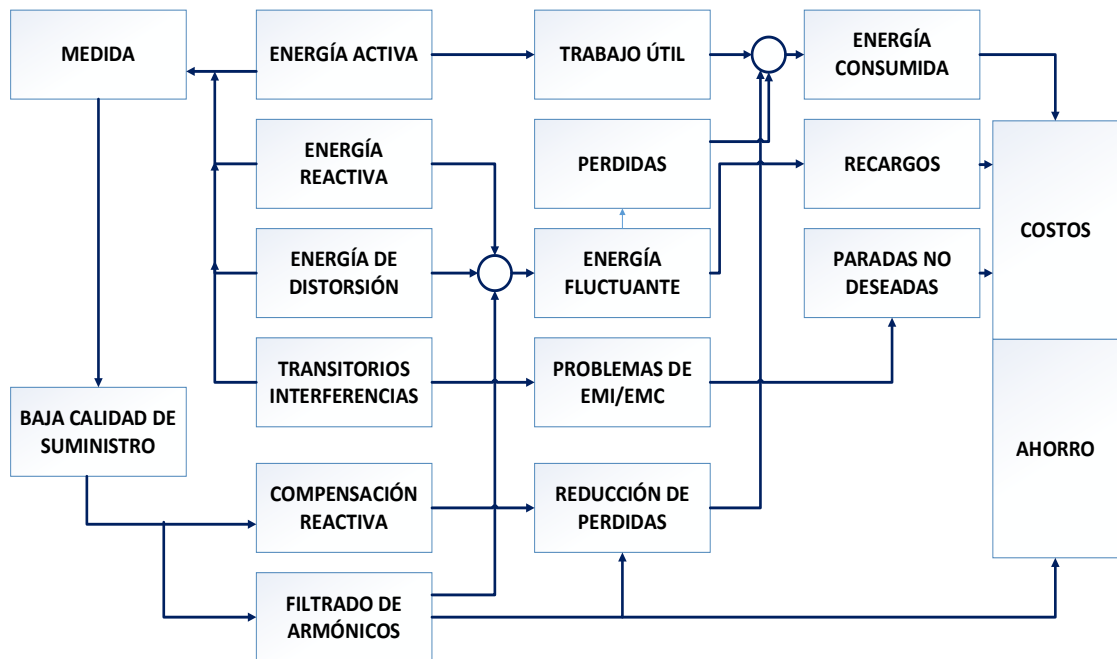
**Figura 5.** Fase de optimización del consumo de energía eléctrica

**Fuente:** [12].

En la figura 5 muestra la fase de optimización del sistema, una vez cuantificado e identificado el problema se establece un proceso a desarrollar, mediante un plan de

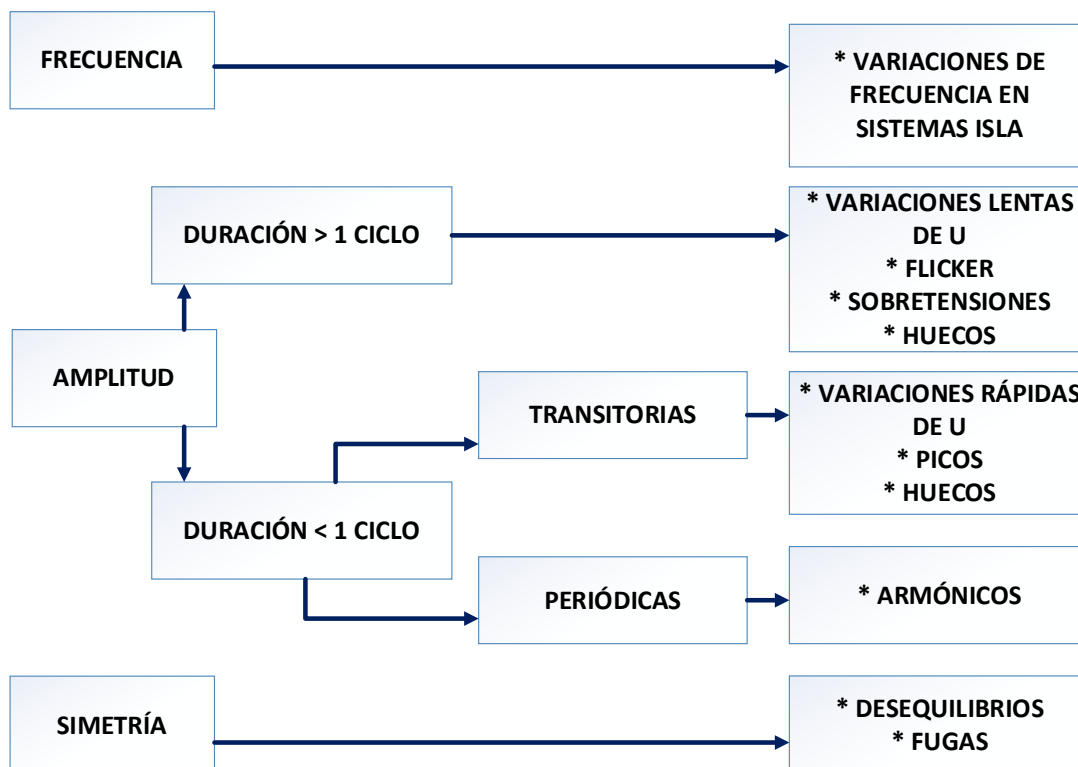
mejora continua se busca corregir el suministro de energía y se mostrar un uso racional de la energía eléctrica.

Los problemas de compatibilidad son aquellos relacionados con el filtrado de armónicos u otro tipo de perturbaciones, no precisamente afecta a disminución de la tarifa a cancelar pero ayudar a controlar varios de los problemas que se derivan de la distorsión de las señales, los cuales producen alto costo de mantenimiento al producir una falla en el sistema, tomar en cuenta el deterioro mecánico de la instalación al estar expuesto a este tipo de fallas, en la figura 6 que se encuentra a continuación se especifica mediante una esquema aquellos factores que influyen en el costo y ahorro de energía eléctrica y los parámetros que permiten realizar el análisis correspondiente.



**Figura 6.** Factor que influye sobre el costo y el ahorro de energía eléctrica

**Fuente:**[12].



**Figura 7.** Clasificaciones de las principales no idealidades de la red

**Fuente:** [12].

Los síntomas de una calidad eléctrica deficiente en nuestras instalaciones vendrían a ser:

- Corte del suministro eléctrico de forma imprevista.
- Disparo de las protecciones magneto-térmicas.
- Incremento en la facturación eléctrica.
- Luces intermitentes en su funcionamiento por presencia de flicker.
- Sobrecalentamiento de equipos o conductores.
- Fallos de forma prematura de equipos en buen estado.
- Rendimiento bajo o paradas no programadas de sistema eléctrico.
- En caso de telecomunicaciones, pérdida de datos en el sistema.

Las causas por lo general producen estos síntomas antes de un fallo:

- Distorsión armónica.
- Transitorios.
- Tensión intermitente fuera de los límites establecidos.

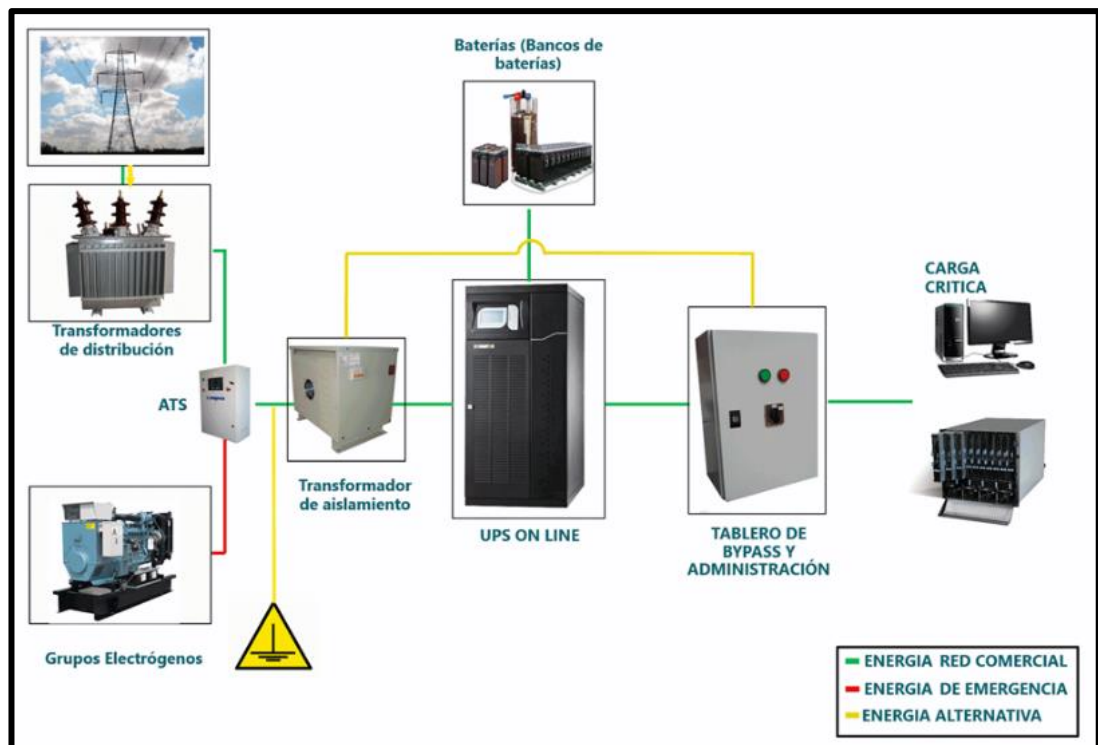
- Desequilibrio de tensión.
- Desequilibrio de corriente
- Interferencias.

El origen de las perturbaciones es de dos formas, ya sea interna o externa a la instalación, “las causas internas aproximadamente producen el 80 % de las perturbaciones eléctricas dentro de la misma instalación realizada por el usuario” [3], las causas más importantes se dan en el arranque y parada de grandes cargas, cuando se presenta armónicos en el sistema, el cableado es deficiente, mal dimensionamiento de los conductores, cortocircuitos o alguna sobrecarga al sistema de forma accidental.

Las fallas en una instalación realizada por un usuario normalmente son:

- Circuitos y transformador sobrecargado.
- Las cargas se encuentran desequilibradas.
- Conexiones mal realizadas.
- Ausencia de puestas a tierra.
- Conexión neutro – tierra es incorrecta.
- Neutros mal dimensionados o compartidos.
- Armónicos producidos por cargas electrónicas.

Tanto los síntomas como las causas se producen y se pueden verificar el este tipo de esquema que se muestra la figura 8, a continuación podemos observar que las instalaciones eléctricas no son estáticas más bien son dinámicas debido al incremento de la demanda por lo que debe aumentar la carga y presentan las fallas ya comentadas anteriormente[3].



**Figura 8.** Esquema de red eléctrica

**Fuente:** [13].

La eficiencia energética permite reducir el consumo de energía, al realizar un determinado proceso que permita conservar el nivel y la calidad de servicio eléctrico por medio de distintas actividades como instalar equipos de compensación, equilibrar las cargas entre otros con la finalidad de aumentar su calidad.

Existen dos maneras de aumentar la eficiencia energética las cuales son:

Por medio del cambio tecnológico, donde se estudia las nuevas energías renovables para la producción de energía eléctrica, y la gestión de energía que busca objetivos como:

- Disminuir el consumo energético en el sistema.
- Disminuir el costo de producción, servicio o mantenimiento,
- Aumentar las utilidades de la empresa.
- Contaminar menos el medioambiente y evitar el cambio climático abrupto.



Siendo la gestión de energía la más aplicada para sistemas eléctricos de edificios, empresas y construcciones residenciales, con el fin de optimizar sus recursos y tener una calidad de energía óptima[3].

“Las causa externas abarcan aproximadamente el 20% restante de los problemas que están asociados a la calidad de energía, en la producción, transmisión y distribución de la misma, las más relevantes son rayos, fallos dentro del sistema de distribución, fenómenos atmosféricos, entre otros” [3].

Las fallas que presentan en el sistema de generación y distribución tienen varias causas entre las cuales esta:

- Caída de tensión en las líneas de transmisión y distribución.
- Demanda excesiva.
- Disparo de fusibles e interruptores automáticos por falla.

## 12. Termografía ISO 18434-1

De acuerdo a la norma ISO 18434-1 existe criterios que nos permite establecer prioridad ante eventualidades de riesgos en el sistema eléctrico, tomando como base la temperatura a la cual se encuentran bajo condiciones normales de funcionamiento[14].

Mediante las dos tablas que se encuentra a continuación se podrá evaluar anomalías que existan en el sistema eléctrico, en caso de existir alguna temperatura que sea peligrosa para los equipos o conductores establecer una propuesta de corrección.

**Tabla 6** Parámetros para evaluación con la cámara termográfica [14].

Para efectos de clasificación de fallas se manejan los siguientes criterios, teniendo en cuenta los criterios de la NETA, * O/S: Temperatura Over Similar –O/A: Temperatura Over/Ambient		
DIFERENCIAL DE TEMPERATURA	CLASIFICACIÓN	CONDICIÓN

1°C –10°C O/A o < 3°C O/S	En buen estado	<b>BUENO</b>
11°C–20°C O/A y 3°C a 15°C O/S	Probable deficiencia	<b>ACEPTABLE</b>
21°C–40°C O/A y >15°C O/S	Deficiencia	<b>INSATISFACTORIA</b>
>40°C O/A y >15°C O/S	Deficiencia mayo	<b>PELIGROSA</b>

**Tabla 7** Criterios de aceptación [14].

TEMPERATURA (°C)	BAJA TENSIÓN	TIEMPO DE EJECUCION PARA EL MANTENIMIENTO
MAYOR DE 71	CRITICO	INMEDIATO
50 -70	GRAVE	MENORA DOS DIAS
31 -50	SEVERO	LO MAS PRONTO POSIBLE
21 -30	MODERADO	ANTES DE UN MES
8 - 20	TOLERABLE	PROGRAMABLE
0 -7	PERMISIBLE	OBSERVACION

## CAPÍTULO II

### TRABAJO EN CAMPO Y RECOPIACIÓN DE DATOS.

- **GENERALIDADES**

En primera instancia se procede a realizar un reconocimiento de la instalación eléctrica con el personal de la Universidad Politécnica Salesiana en el campus sur bloque “G” y auditorios, para identificar los distintos equipos e instalaciones, es necesario establecer un procedimiento para uso de equipos adecuados en la medición de voltaje, corriente, potencias entre otros parámetros que se requiere para el estudio de calidad y eficiencia energética, además verificar que exista la correspondiente puesta a tierra en los equipos principales del sistema eléctrico.

La calidad de energía eléctrica en el bloque “G” y auditorios de la Universidad Politécnica Salesiana campus sur, se ve afectada por distintos parámetros, así como se muestra en el esquema de las figuras 4, 5 y 6 mostrada anteriormente, por lo cual se procede realizar una toma de datos en campo con el fin de establecer las causas que dañan o afectan al sistema eléctrico y establecer un plan de mejora continua para mejorar la calidad de energía.

- **PLANOS EXISTENTES**

La Universidad Politécnica salesiana campus sur bloque “G” y auditorios no cuentan con planos eléctricos que faciliten es análisis del sistema por lo tanto se procede a realizar un plano general de la instalación que se compone de transformador, generador, ATS y tableros principales, estos planos se los puede observar en anexos.

### **13. Estado actual del sistema eléctrico de la Universidad Politécnica Salesiana campus sur bloque “G” y auditorios.**

#### **13.1. Transformador**

Se procede a verificar el estado físico del equipo que se muestra en la figura 9 a continuación, actualmente el equipo es robusto, no presenta deterioro alguno

físicamente por agentes externos, la refrigeración externa del equipo es realizada mediante una corriente de aire que produce el cuarto, por lo tanto, el ambiente al cual fue sometido es adecuado y cumple con la norma NEC 2017.

Se procede a realizar la toma de medidas como: voltaje, corriente, potencia entre otros valores que se puede encontrar en el apartado de los resultados obtenidos, tabla 9, la corriente de cortocircuito la podemos encontrar en tabla 10.

En general el equipo cumple con los requerimientos para una instalación eléctrica como se detalla en las normas NEC-2017 en su primer capítulo, artículo 110 en cuanto a estado físico del equipo específicamente el artículo 110.3 o refrigeración el 110.12, se procede a verificar que el equipo cuente con una puesta a tierra la cual podemos observar que si posee y está ubicada en el lado izquierdo inferior del transformador en la siguiente figura 9.



**Figura 9.** Transformador principal de 250 [Kva]

**Fuente:** autor

Se procede mediante la cámara termográfica a realizar varias mediciones en busca de posibles puntos calientes o equipos que sobrepasen la temperatura para la cual fueron diseñado, se observa por todo el equipo con la cámara y la temperatura más alta que presenta el transformador es de 39[°C] en su estructura.

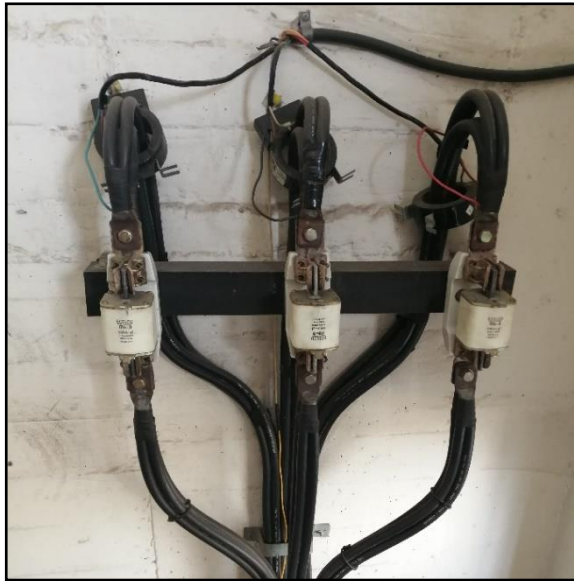
Esto se puede apreciar en la figura 10, por lo tanto, si como dato de diseño la temperatura máxima del equipo es 85[°C] como se muestra en la tabla 8 a continuación, por lo tanto, no presenta temperaturas elevadas que comprometan el funcionamiento correcto del transformador, en la tabla 11 se muestra los demás valores de temperatura del equipo obtenidos durante el análisis y la toma de datos en campo.



**Figura 10.** Transformador principal de 250 Kva análisis térmico

**Fuente:** autor

A la salida del transformador se encuentra los fusible NH los cuales forman parte del sistema de protección del transformador ante eventualidades como cortocircuito o descargas atmosféricas protegiendo al equipo o al sistema eléctrico, en la figura 11 que se muestra a continuación se puede apreciar los fusibles NH que de igual manera se realizó las respectiva revisión mediante la cámara termográfica con la finalidad de descartar puntos calientes o que exista un desgaste excesivo por temperaturas élévalas, las gráficas sobre este estudio lo podemos encontrar en el apartado de anexo 2.



**Figura 11.** Fusible NH

**Fuente:** autor

En la tabla 8 que se presenta a continuación se encuentran las características del transformador, estos valores se obtienen de la placa que viene con el equipo de fábrica como se muestra en el anexo 2.5, los datos más importantes de la misma son el voltaje, corriente, potencia aparente y tipo de conexión del lado de baja tensión, los cuales serán utilizados más adelante para el diseño de una malla de puesta a tierra, corriente de cortocircuito, así como el análisis de ampacidad de los conductores que se encuentran instalados entre otros parámetros.

**Tabla 8.** Datos tomados del transformador

<b>Transformador trifásico</b>					
			Primario		
Serie	524603		Posición	V(v)	I (a)
Kva	250		1	22860	6.32
Norma	IEEE c.57.12		2	22288	
Clase	onan		3	21717	
Operación m.s.n.m	3000		4	21145	
aceite	mineral		5	20574	
Calentamiento [°C] incremento de temperatura /máxima temperatura	65/85		Nota: el cambio de tap deberá maniobrarse desenergizando el transformador		

Numero de fases	3				
Frecuencia	60	Hz			
Nivel de aislamiento. primario/secundario	150/30	Kv			
Grupo de conexión	dy5				
Impedancia	4.36	%			
Peso total	995	kg			
Peso aceite	225	kg			
Peso a desent	590	kg	Secundario		
Volumen aceite	265		línea en	V(v)	I(a)
Mes/año	0.02/0.03		x <sup>0</sup> x <sup>1</sup> x <sup>2</sup> x <sup>3</sup>	210	687
Material AT/BT	cu/cu		x <sup>0</sup> x <sup>1</sup> x <sup>2</sup> x <sup>3</sup>		

### 13.2. Grupo electrógeno

Se procedió a realizar una verificación completa del estado físico del equipo, se verifico que los indicadores de presión, aceite, nivel de agua, temperatura no estuviesen activados o presenten algún tipo de error que en este caso no sucedió, los indicadores están apagados garantizando que el equipo se encuentra óptimo para su uso en cualquier momento, el equipo cumple con los requerimiento de construcción establecidos en el artículo 110 de las normas NEC-2017 además de procedió a verifica si el ambiente al cual fue sometido cumple con la normativa necesaria, en este caso el equipo cumple las normas de construcción y señalización.

Se procedió a verificar su funcionamiento, mediante la ayuda del técnico de planta de la Universidad Politécnica Salesiana campus sur, se procedió a encender el generador para obtener los siguientes resultados: voltaje L-N es de 127 [v] y el voltaje L-L es de 220[v] con una frecuencia de 60 Hz, los resultados mostrados fueron satisfactorios y no presentaron error o daño alguno.

El análisis térmico realizado al equipo fue favorable, al obtener mediante la cámara termográfica una temperatura de [14.8°C] en su interruptor principal, dicha temperatura no presenta ningún peligro para el sistema, este dato se lo puede verificar en la gráfica del anexo 3.1, además se verifico la existencia de una puesta a tierra para

el equipo la cual existe y se puede visualizar más graficas de este procedimiento en el apartado de anexo 3: grupo electrógeno.



**Figura 12.** Grupo electrógeno

**Fuente:** autor

### **13.3. Sistema de transferencia automática (ATS)**

Se procedió a realizar una verificación del estado físico del sistema de transferencia automática (ATS), mostrado a continuación en la figura 13 en la cual se observa en su parte superior, la alimentación del medio de comunicación, al centro tenemos el sistema principal del ATS en el cual se encuentra la entrada del transformador, la entrada del grupo electrógeno, la salida al bloque “G”, el tablero cumple con las normas de construcción eléctrica de su estado físico y el medio al cual fue sometido, no existe temperaturas excesivas que afecten al sistema eléctrico, la refrigeración del tablero es realizada mediante la corriente de aire natural que produce el cuarto en el cual se encuentra, cuenta con la señalización necesaria para advertir a un técnico



especializado en caso que se decida realizar mantenimiento o en caso de ser necesario por eventualidades no programadas como cortocircuitos.

En la parte inferior izquierda de la figura 13 encontramos la puesta a tierra y en la parte inferior derecha se encuentra el neutro, de esta manera verificamos que la instalación cuenta con este tipo de conexiones necesarias para su correcto funcionamiento.



**Figura 13.** Tablero principal “ATS”.

**Fuente:** autor.

En general el equipo no presenta temperaturas excesivas que pudiesen causar daño al sistema eléctrico, al verificar con la cámara termográfica los puntos críticos que vendrían a ser sus terminales de entrada y salida, el equipo no muestra un comportamiento excesivo en su temperatura como se muestra en la figura 14 que se encuentra a continuación además en la tabla 11 se realizó un resumen de las temperaturas más importantes encontradas, además se puede observar más graficas de

los diferentes puntos y equipos analizados mediante la cámara termográfica en el tablero de ATS, lo encontramos en el apartado de anexo 4: sistema de transferencia automática.



**Figura 14.** Análisis térmico del tablero “ATS”.

**Fuente:** autor.

#### **13.4. Tablero principal**

Se procede a verificar el tablero principal con la finalidad de corroborar su correcto funcionamiento y el cumplimiento de las normativas de construcción de instalaciones eléctricas establecidas por las normas NEC en el artículo 110, como se observa a continuación en la figura 15, el estado físico del tablero cumple con la normativa, los agentes externos que podrían causar algún tipo de deterioro no influyen en este caso por lo tanto el ambiente al cual sometido es correcto, la refrigeración del mismo se la realiza mediante la corriente de aire que se produce de forma natural en el cuarto donde está instalado el tablero.

La señalización también cumple con los distintos adhesivos de peligro, alta tensión entre otros puestos en la puerta del tablero, además de sus indicadores que observamos en la figura 15 en la parte superior izquierda nos muestra indicadores que permiten saber si el equipo está en funcionamiento o por alguna razón el equipo dejó de funcionar, en el tablero principal no encontramos una puesta a tierra o el neutro, esto es debido que el tablero de “ATS” se encuentra a continuación y allí se encuentran dichas conexiones.

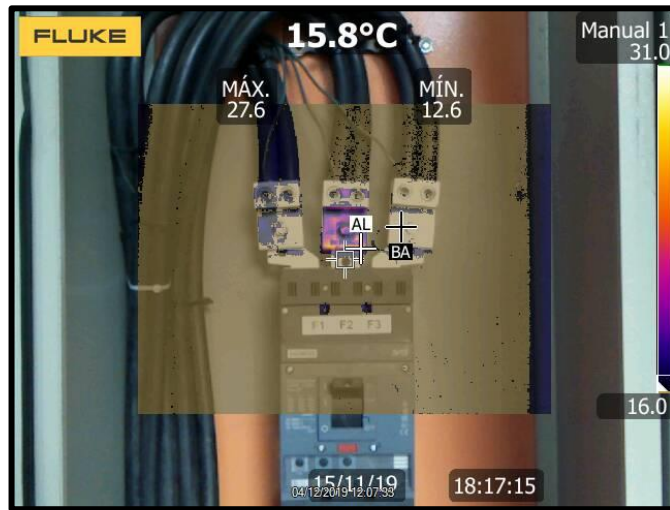
**Nota:** el tablero principal no se encuentra el bloque “G”, se encuentra ubicado en la parte posterior del bloque “A” en un cuarto donde también está el generador y el tablero del sistema de transferencia automática.



**Figura 15.** Interruptor siemens 3VT3 del bloque “G”.

**Fuente:** autor.

Mediante la cámara térmica se observa si existe algún punto caliente o si el interruptor principal sobrepasara la temperatura para la cual fueron diseñado, lo cual acorde al diseño de construcción no sobrepasa la temperatura máxima permitida de 55 [°C], característica que se encuentra en el datasheet del interruptor automático 3VT3 de siemens [15] y la temperatura que presenta el interruptor conectado a la instalación es de 15.8 [°C], más muestras de temperatura tomadas con la cámara termográfica para la verificación de puntos calientes, se puede observar en el apartado de anexo 5: tablero principal y en la tabla 11 donde se encuentran los valores obtenidos de la cámara termográfica para las líneas R, S, T.



**Figura 16.** Análisis térmico a la entrada del disyuntor del bloque “G”.

**Fuente:** autor.

Con la finalidad de realizar el análisis del estado actual sistema eléctrico, se procede a conectar el analizador trifásico fluke en el tablero principal, las líneas L1, L2, L3 se conectan al analizador mediante los Tcs del propio equipo, como se muestra en la figura 17, la tierra y el neutro se toma de tablero de “ATS” mediante pinzas hacia nuestro dispositivo de medición.

Se procede a programar el analizador trifásico para tomar muestras en un intervalo de 1 min durante 7 días, de las distintas variables que permite el equipo de medición como lo son voltaje, corriente, cosh fi, desequilibrio, potencia, armónicos de las tres líneas, entre otras empezando un día miércoles y finalizando el un día martes.

Una vez finalizado la toma de medidas en campo debemos ingresar toda la información en nuestro dispositivo portátil, para lo cual se requiere la instalación del software requerido por el analizador trifásico que se puede descargar de la página oficial de fluke, considerar que el modelo y la versión sean compatibles para no tener inconvenientes de comunicación, se puede visualizar el software en el apartado de anexo 1 con las respectivas graficas obtenidas.

Con fines prácticos en la tabla 9 y tabla 10 se muestran variables como voltaje, corriente, potencia valores obtenidos de este análisis que son requeridos para el diseño

de una malla de puesta a tierra que se realizara más adelante y el análisis de calidad de energía que actualmente existe en el sistema eléctrico de la universidad.

El analizador fluke genera un registro de todos los parámetros que se necesita para realizar el análisis de calidad aplicando las normas previamente detalladas como la norma IEE80-2013, EN-50160 o las normas IEC, en particular el analizador fluke utiliza las normas EN-50160 para el registro y análisis de calidad de los parámetros requeridos.



**Figura 17.** Conexión del analizador fluke en el interruptor del bloque “G”.

**Fuente:** autor.

### **13.5. Secuencímetro**

La secuencia de las líneas es importante para realizar futuras conexiones al sistema, por lo tanto, se procedió a instalar el equipo para tomar la secuencia y verificar que sea R, S, T como se muestra en la figura 18 lado izquierdo.

El sistema no tiene la secuencia recomendada por lo tanto se procedió verificar que secuencia se está utilizando, en este caso la secuencia a la cual responde el sistema es R, T, S, con dicha secuencia está realizada toda la instalación eléctrica por tanto se debe tomar en cuenta para proyectos futuros y evitar problemas de conexión.



**Figura 18.** Comprobación de secuencia “R, S, T”

**Fuente:** autor

### **13.6. Tableros secundarios y conductores principales.**

#### **Tableros secundarios:**

En cuanto a los tableros secundarios del bloque “G” y auditorios presentan dispositivos que miden corriente, voltaje, frecuencia, potencia entre otros parámetros, que están integrados en su respectivo armario o tablero.

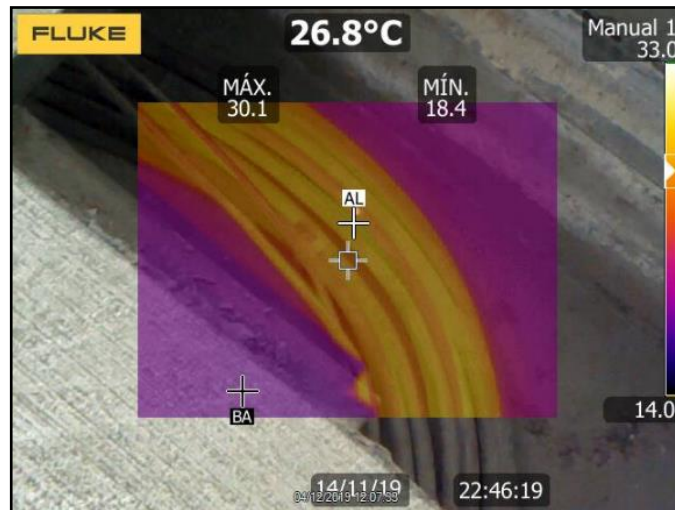
Cumplen las normas de construcción y señalización eléctricas que se encuentra en el artículo 100 de la NEC-2017 en este caso tanto los tableros secundarios del bloque “G” como de los auditorios no presentan temperaturas elevadas al tomar los datos con la cámara termográfica, su estructura física esta correcta y la refrigeración del sistema se la realiza atreves de la corriente de aire existente en el cuarto como en los anteriores equipos. En el apartado de anexo 6 se encuentras algunas imágenes de los tableros secundarios en las cuales se puede verificar estado físico del equipo y el ambiente al cual están sometidas.

**Nota:** El tablero secundario del bloque “G” distribuye la energía eléctrica para los diferentes pisos o departamentos del mismo, pero existe excepciones como son los auditorios y la cafetería que se encuentran acoplados al bloque “A” pero se los controla desde el tablero secundario del bloque “G”.

## Conductores principales:

Se procede a verificar que tipo de conductor se encuentra instalado desde el transformador hasta el tablero principal de distribución del bloque “G” en este caso es un conductor TTU 2/0 de 2000[v] como muestra la figura 19 a continuación. Se debe tomar en cuenta que por un conductor circulan corrientes reactivas, activas, armónicos y corrientes de desequilibrio las cuales producen perdidas por efecto joule o efecto skin las cuales afectan a la calidad de energía.

La presencia de armónicos aumentara la temperatura de los cables generando potencia activa que se ve reflejado en el contador del medidor y por lo tanto la factura eléctrica será mayor, además que existen otros problemas como daños a equipos que pueden ocurrir por este tipo de parámetros, por lo cual mediante la cámara termográfica se procede a buscar puntos de calor en los conductores y tableros secundarios que estén afectando al sistema, estas imágenes se las puede observar en el apartado de anexo 6.



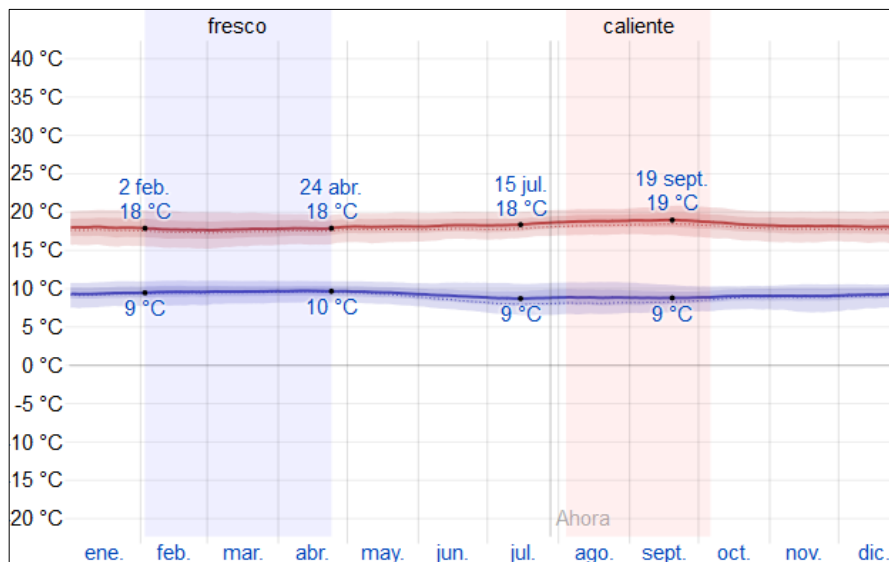
**Figura 19.** Agrupamiento de cables análisis térmico

**Fuente:** autor

La ampacidad en la presente sección es muy importante con el fin de comprobar el correcto dimensionamiento de los conductores y su funcionamiento óptimo para el sistema eléctrico, es decir que los conductores no se encuentren sobrecargados en alguna línea o caso contrario los conductores estén sobredimensionados.

Previamente se realizará un resumen de los parámetros que se requiere para el cálculo de la ampacidad, tomando como primicia que actualmente el sistema cuenta con un grupo de 4 conductores por línea TTU 2/0 de 2000[V] las características del conductor podemos encontrar en apartado de tablas específicamente la tabla 20.

Antes de aplicar la formula se requiere la temperatura ambiente por lo cual se procederá a utilizar la del último periodo 2019-2020, que se obtuvo en páginas dedicadas al clima como Weather spark [16], se la puede apreciar en la figura 20 a continuación, la temperatura máxima que en Quito-Ecuador alcanza seria 19 [°C] pero por temas de diseño se procederá a usar 20 [°C] como referencia para realizar el cálculo de la ampacidad.



**Figura 20.** Temperatura Quito-Ecuador.

**Fuente:** [16].

La fórmula a aplicar para encontrar la ampacidad es:

$$I_{max\_conductor} * fac. de correc * fac. agrupa = I_{max} \quad (42)$$

*I max del conductor:* Dato que viene dado por las características del conductor.

*fac. de correccion:* Factor de corrección que se obtiene en la NEC-2017.

*fac. agrupamiento:* Factor de agrupamiento dependiendo de cuantos cables por línea se encuentran agrupados.



*I<sub>max</sub>*: Corriente máxima que el conductor va a soportar.

### 13.7. Verificación de Puesta a tierra

En cada equipo previamente revisado se verifico que exista la puesta a tierra correspondiente como: transformador, tablero principal, grupo electrógeno, ATS y tableros secundarios, efectivamente todos tienen su respectiva conexión a tierra.

La conexión a tierra general del bloque “G” no se encuentra adecuada de la mejor manera posible, claramente que no es una malla de puesta a tierra o varilla coperweell que permitan tener una conexión optima en cuanto al aterrizaje del sistema eléctrico para evitar daños por descargas atmosféricas o cortocircuitos imprevistos, como se observa en el anexo 7.1, 7.2 y 7.3 en el apartado de anexos.

### 14. Resultados obtenidos mediante el analizador

En la tabla 9 a continuación tenemos los valores como P, Q, Fp, S, V, I obtenidos mediante el analizador trifásico en un intervalo de 1 minuto durante 7 días, mediante estos valores obtenemos la corriente de cortocircuito que se indica en la tabla 10, como se pudo observar el día miércoles presenta mayor consumo por lo cual este día se tomara de referencia para todos los cálculos necesarios a futuro.

#### 14.1. Voltaje, corriente, potencia.

**Tabla 9.** Datos tomados del analizador de V, P, Q, s, Fp.

Fecha:	P[kw]	Q[kvar]	S[Kva]	Fp	v[I1]	v[I2]	v[I2]
<b>Miércoles 6</b>	56,6	9,1	57,4	0,97	125.09	122.64	122.3
<b>Jueves 7</b>	29,1	-0,7	29,2	0,97	126.02	124.49	122.86
<b>Viernes 8</b>	36,1	1,8	36,2	0,98	124.74	123.42	121.88
<b>Sábado 9</b>	16,3	2,1	16,5	0,98	126.71	125.55	125.09
<b>Domingo 10</b>	3,8	0,1	3,9	0,92	127.75	126.78	126.3
<b>Lunes 11</b>	36	-0,8	36,1	0,97	125.52	122.59	121.99
<b>Martes 12</b>	32,1	-0,8	32,2	0,98	125.41	123.53	123.57

**Tabla 10.** Datos tomados del analizador de corriente y cálculo de Icc.

<b>Fecha:</b>	<b>I1[r]</b>	<b>I2[t]</b>	<b>I3[s]</b>	<b>I<sub>n</sub></b>	<b>I<sub>cc</sub>[+][A]</b>	<b>I<sub>cc</sub>[0][A]</b>
<b>Miércoles 6</b>	184	157	128	33	812.332	1055.085
<b>Jueves 7</b>	99	64	76	26	413.96	516.522
<b>Viernes 8</b>	127	81	90	37	516.151	644.031
<b>Sábado 9</b>	56	41	35	13	228.631	285.276
<b>Domingo 10</b>	10	12	9	5	53.694	66.997
<b>Lunes 11</b>	118	86	94	31	516.151	644.031
<b>Martes 12</b>	111	82	72	31	458.993	572.712

En la tabla 11 a continuación se encuentra los valores obtenidos mediante la cámara termográfica de todos los puntos principales de la instalación eléctrica, en el apartado de anexo 6 se podrá observar las imágenes obtenidas con la cámara termográfica en cada una de las secciones disponible, se debe prestar atención en la conexión del transformador - fusible NH y tablero principal donde al final de línea R presenta un temperatura mayor a las demás líneas siendo esta de 46[°C] con una diferencia de alrededor de 10[°C] con respecto a terminal de las otras dos líneas(S y T).

Los valores obtenidos tanto para la tabla de P, Q, V y la tabla de corrientes, fueron tomados a las 11 horas con 18 minutos y 23 segundos de cada día durante los 7 días, en vista que a la hora especificada se presentó un mayor consumo de acuerdo a los datos registrados por el analizador trifásico, el análisis en su mayoría se basara en estos datos para verificar su P, Q, S, V, I entre otros parámetros.

En general la temperatura varia en los tableros secundarios de 18[°C] a 20[°C] con algunas excepciones que llegan medir 30[°C].

#### **14.2. Termografía del sistema.**

**Tabla 11.** Datos tomados de la cámara termográfica de los equipos propuestos.

Equipo	T[°C]				Norma
	R	S	T	General	
Entrada al transformador	17,6	17,7	17,4		Programable
Salida del transformador	34,3	33,2	27,6		Severo
Transformador-fusible NH- tablero principal	46,6	35,4	37,4		Severo
Tierra del transformador				23,7	Moderado
ATS entrada del generador	27,9	33,1	27,6		Moderado
Salida al generador	22,1	18,3	19,2		Moderado
Salida al bloque [G]	22,1	19,2	19,4		Moderado
Neutro [ATS]				16,2	Programable
Tierra [ATS]				19,6	Programable
ATS				20	Programable
Interruptor tablero principal- [ATS]				15,7	Programable
Entrada al termo magnético/tablero secundario	15,5	15,8	15,4		Programable

### 14.3. Datos de resistividad.

Los datos que se presenta a continuación corresponden a los datos requeridos para un diseño de puesta a tierra, los cuales fueron obtenidos en campo mediante el telurómetro con el fin de encontrar la resistencia, para establecer un diseño de malla puesta a tierra, se procedió a realizar 4 mediciones distintas para obtener un promedio de la resistencia del suelo.

**Tabla 12.** Datos tomados de la puesta a tierra

Datos	1	2	3	4		
Fm :	111	111	111	111	Hz	Frecuencia de mediación de tensión
Rh :	6.1	5.8	5.9	6.7	K $\omega$	Resistencia de electrodo de masa auxiliar.
Rs :	0.1	1.43	1.4	0.2	K $\omega$	Resistencia de la sonda
Re :	3.3	5.6	5.63	5.9	$\Omega$	Resistencias de la conexión de la masa.
l :	1000	1000	1000	1000		Tasa (solo para visualizar)

## 15. Análisis de calidad de la energía.

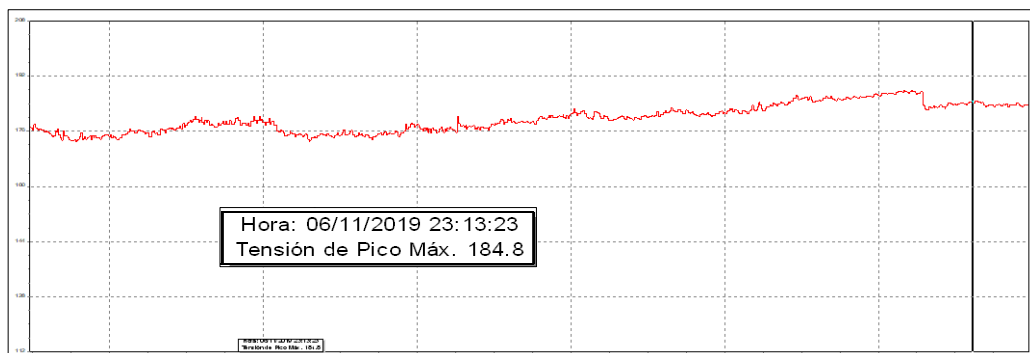
La instalación eléctrica de la universidad comienza con un sistema trifásico de 3 hilos en triángulo a la salida del transformador, de acuerdo al resumen emitido por el software del analizador la tensión nominal es de 230 [v], el análisis de calidad depende de varios factores como las variaciones asociadas con la amplitud, variaciones asociadas a la frecuencia, desequilibrio entre otros parámetros, en el presente apartado realizaremos un análisis acorde a la normativa EN 50160, de esta manera se verificara que la instalación eléctrica cumple los límites permitidos por las norma y verificar que el sistema es eficiente y cuenta con energía de calidad.

### Corriente y voltaje

#### 15.1. Variaciones asociadas a la amplitud

- **Voltaje pico:**

El valor pico de voltaje será el máximo que alcance la tensión en un punto determinado como se muestra en la figura 21 de continuación, podemos observar el valor máximo que tiene la red el día 6, por lo tanto, este valor se utilizara para el análisis de calidad siendo este día el que tiene una mayor carga y consumo.



**Figura 21.** Voltaje eficaz

**Fuente:** autor

$\frac{\text{Valor RMS}}{\text{Valor Medio}} = 1.1$ : Esta fórmula pertenece a una forma de onda sinusoidal perfecta, las pinzas de algunos equipos miden utilizando esta fórmula, no es recomendable ya que no es el valor rms real sino un aproximado[17].

- **Factor de cresta:**

El factor cresta se calcula de la siguiente manera  $\frac{\text{Valor pico}}{\text{Valor RMS}} = 1.414$ , el cual representa la distorsión armónica de la señal[17].

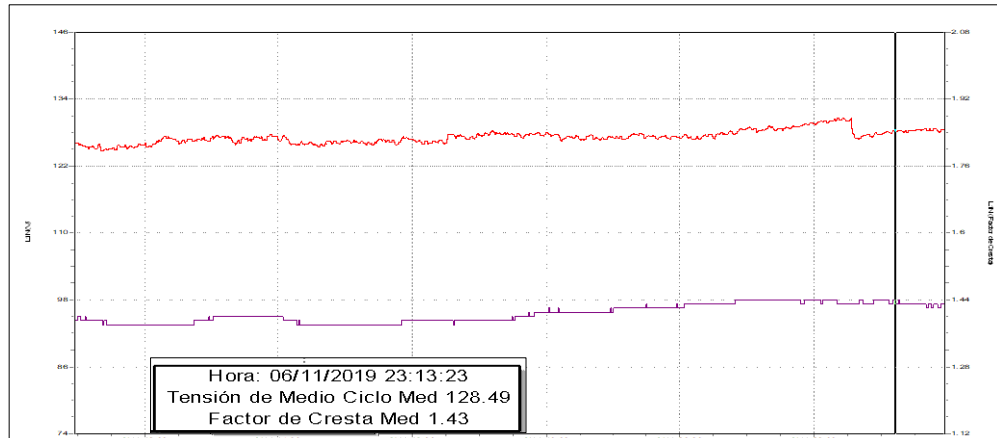
- **Voltaje eficaz:**

Para el registro del valor eficaz se procede de la siguiente manera, se captura datos durante 7 días continuos y cada muestras en un intervalo de segundos o minuto, la regulación-004/01 de calidad del servicio eléctrico de distribución establece que sea cada 10 minutos el intervalo de captura de datos, también se lo llama intervalo de agregación que es ajustable por el usuario, en este caso programamos nuestro analizador trifásico para obtener datos con un intervalo de agregación de 1 minuto, con la finalidad de obtener resultados más exactos, por tanto el voltaje eficaz obtenido del analizador es 130.67 [Vac] de acuerdo a los datos obtenidos mediante el analizador.

$$V_{\text{eficaz}} = v_{\text{rms}} = \sqrt{\frac{1}{t} \int_0^t u^2(t) dt} = \frac{184.8}{\sqrt{2}} = 130.67 \text{ vac} \quad (43)$$

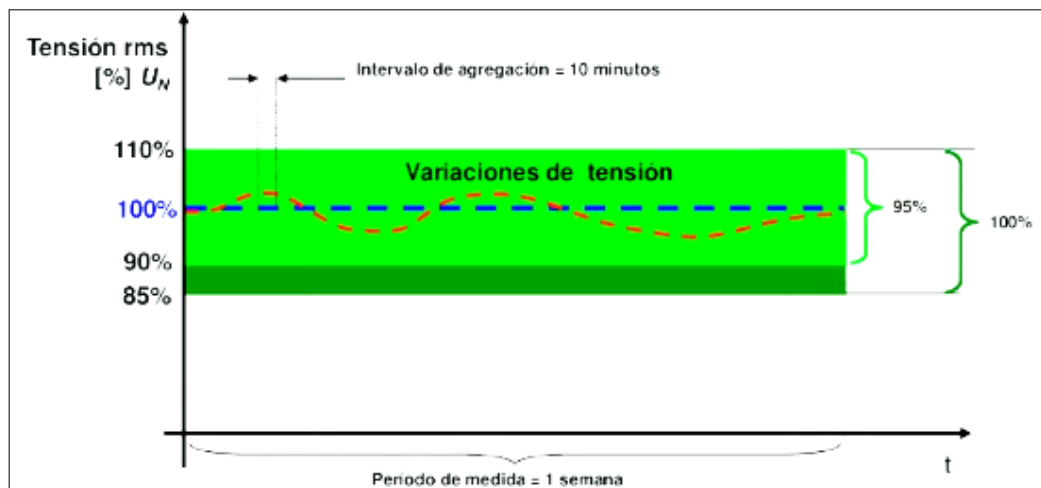
- **Variaciones de voltaje:**

Tanto la norma EN-50160 y la regulación-004/01 definen un límite superior e inferior del +10% y -15 % respectivamente del 100% del voltaje nominal en el cual puede oscilar este valor. Por tanto, de acuerdo a la figura 22 y 23 que tenemos a continuación, la red eléctrica actual de la universidad cumple con los límites establecido por la norma EN-50160 y la regulación-004/01.



**Figura 22.** Factor de cresta y voltaje medio

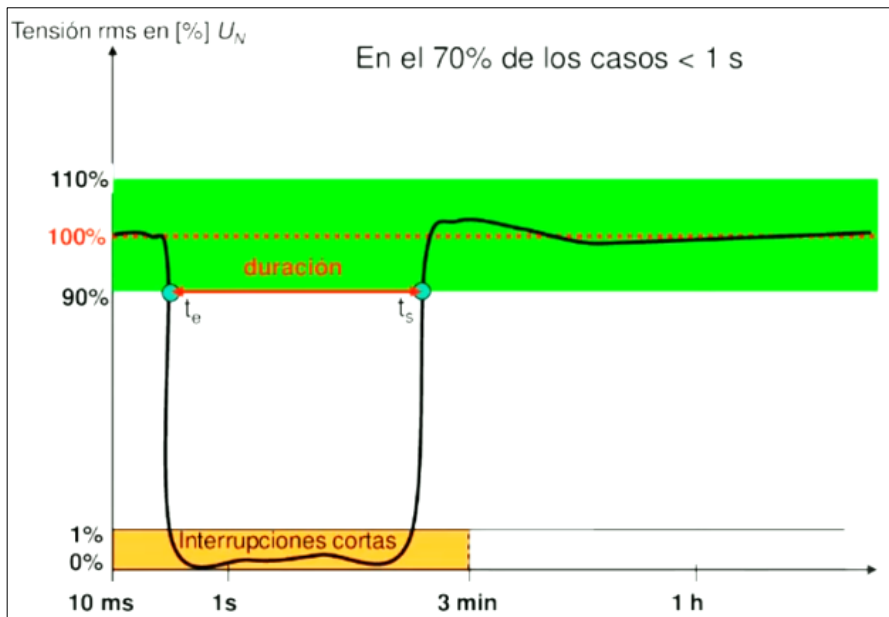
**Fuente:** autor



**Figura 23.** Límite de variación del 10 y 15 % del voltaje nominal.

**Fuente:** [17].

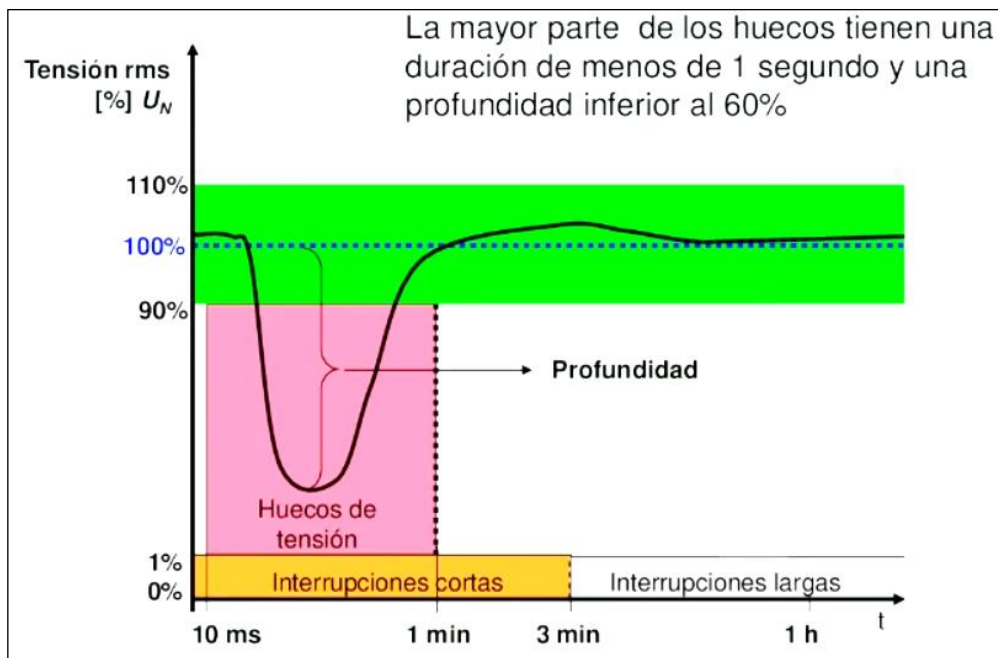
La tensión suele variar generalmente un 5 % al conectar o desconectar cualquier carga o al momento de alguna maniobra en la red, por consiguiente, esta tensión suele variar a lo largo del tiempo generando caídas de tensión hasta llegar al punto de generar una interrupción, provocando que se active una protección o puede existir un problema en la red. Se denomina interrupción cuando existe una caída de tensión por debajo del 1% del voltaje nominal, las interrupciones se clasifican como: de corta duración cuando dura menos de 3 min y de larga duración cuando supera los 3 min.



**Figura 24.** Interrupciones cortas por caída de tensión.

**Fuente:** [17].

En caso que la caída de tensión no supere el 1% del voltaje nominal y tengamos una caída de voltaje, se generara un hueco en la tensión el cual se puede definir su profundidad, además puede afectar a los equipos y estos a su vez pueden que funcionen bien y otros funcionen mal, generando daños graves al sistema eléctrico.



**Figura 25.** Huecos generados por caídas de tensión que no superan el 1%.

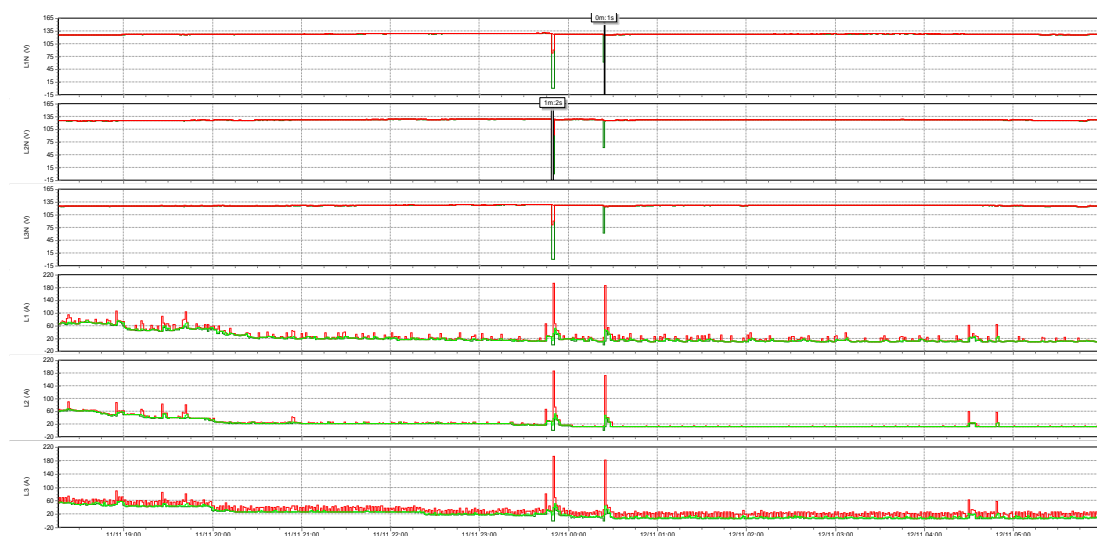
**Fuente:** [17].

Las distintas causas y efectos que producen la caída de tensión son cortocircuitos, sobrecargas o conexión de grandes motores, por lo tanto, se debe analizar tanto la tensión como la corriente cuando se produzcan eventos que comprometan o dañen al sistema y sus componentes.

El bloque “G” de la universidad cuenta con un elevador, laboratorios, sistemas de aire acondicionado e infocus este último en la mayoría de aulas los cuales ejercen un fuerte estrés sobre la instalación eléctrica, de igual manera existen sobretensiones que superan el 10% sobre el 100% del voltaje nominal generando así sobre tensiones temporales que duran 1, 2, 3 minutos.

También existen las sobretensiones transitorias que duran menos de 10 ms por lo cual es complicado medir la tensión eficaz en dicho momento puesto que son aleatorias, las causas de las tensiones transitorias pueden ser rayos, maniobra con los dispositivos termo magnéticos, la tensión eficaz provocada son sobretensiones transitorias que normalmente no supera las 1.5 [kv] pero pueden producir daños al aislamiento en los motores, perdidas de datos en sistemas informáticos, daños a equipos o producir paradas no programas en el sistema eléctrico.

La manera de calcular los transitorios es capturando la forma de onda como se lo muestra en la siguiente figura.



**Figura 26.** Caída de voltaje

**Fuente:** autor.



Como se muestra en la figura 26 y 27 la red eléctrica actual no ha generado sobrevoltajes ni transitorios de tensión, pero si caídas de voltaje, algunos eventos importantes vistos en los resultados del analizador se lo analizaran más adelante.

De acuerdo al informe que presenta el analizador de redes trifásico se puede observar 10 caídas de voltaje que están generando huecos de tensión e interrupciones, se detallan a continuación dichos eventos:

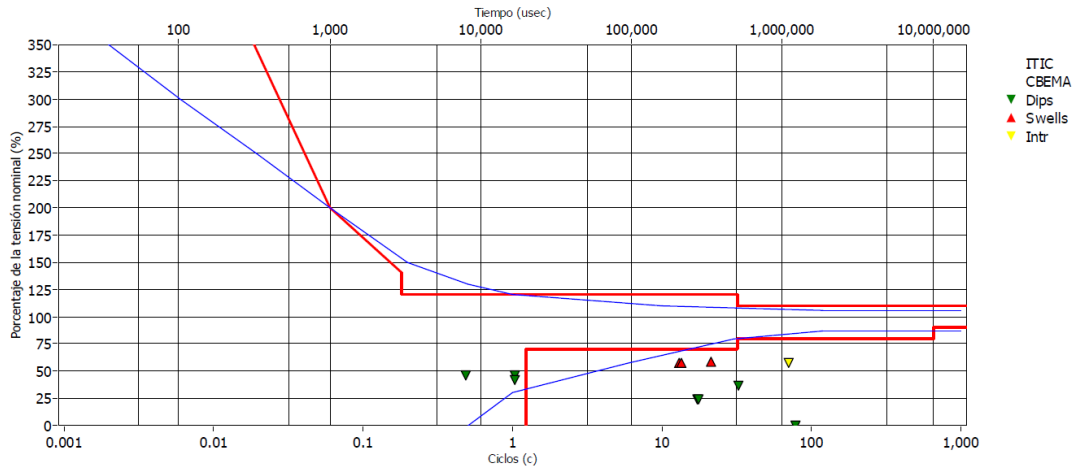
- para un tiempo menor a 10 ms tenemos una caída de tensión menor al 70 y superior o igual al 40 % de la tensión nominal.
- para un tiempo de entre 10 ms a 200 ms tenemos 2 caídas de tensión menor al 70 y superior o igual al 40 % de la tensión nominal.
- para un tiempo de entre 200 ms a 500 ms tenemos 2 caídas de tensión menor al 40 y superior o igual al 5 % de la tensión nominal.
- para un tiempo de entre 500 ms a 1000 ms tenemos 1 caída de tensión menor al 40 y superior o igual al 5 % de la tensión nominal.
- para un tiempo de entre 1000 ms a 5000 ms tenemos 2 caídas de tensión menor al 5 % de la tensión nominal, las cuales son interrupciones de corta duración.
- para un tiempo de mayor a 60000 ms tenemos 2 caídas de tensión menor al 5 % de la tensión nominal, las cuales son interrupciones de corta duración.

Tensión residual u[%]	Duración t[ms]						
	t < 10	10 <= t <= 200	200 < t <= 500	500 < t <= 1000	1000 < t <= 5000	5000 < t <= 60000	60000 < t
90 > u >= 80	0	0	0	0	0	0	0
80 > u >= 70	0	0	0	0	0	0	0
70 > u >= 40	1	2	0	0	0	0	0
40 > u >= 5	0	0	2	1	0	0	0
5 > u	0	0	0	0	2	0	2

Tensión de pico u[%]	Duración t[ms]				
	t < 10	10 <= t <= 500	500 < t <= 5000	5000 < t <= 60000	60000 < t
u >= 120	0	0	0	0	0
120 > u > 110	0	0	0	0	0

**Figura 27.** Huecos y Sobretensiones

**Fuente:** autor.



**Figura 28.** Huecos por caída de voltaje

**Fuente:** autor.

Después de obtener los datos con el analizador trifásico se encontró fluctuaciones de tensión, no son de mayor magnitud, pero si de una determinada frecuencia y se le conoce como flicker, el cual no afectan a las maquinas sino a las personas atreves del sistema de iluminación generando fuertes dolores de cabeza, se dividen en flicker de corta duración Pst que duran 10 minutos máximo y flicker de larga duración Plt que pueden llegar a dudar un estimado de 2 horas.

De acuerdo a la norma IEC 61004-15 y la Regulación-004/01 para un análisis más preciso las normas anteriores cuantifican al flicker indicando dos opciones posibles, en caso que el flicker sea menor que 1 la red está bien y si el flicker es mayor que 1 tenemos un problema que debe ser corregido de forma inmediata.

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\left(\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{st}^3}{12}\right)} \quad (44)$$

El flicker se origina en el sistema eléctrico de la universidad por equipos como: infocus, computadores, cargadores de celulares entre otros dispositivos electrónicos, que la mayoría de estudiantes utiliza durante su jornada de clase, el elevador también es una carga considerable que puede afectar a la red.

La figura 29 que se muestra a continuación es generada mediante el software del analizador trifásico luego realizar la toma de los datos en campo durante 7 días continuos en un intervalo de agregación de 1 minuto.

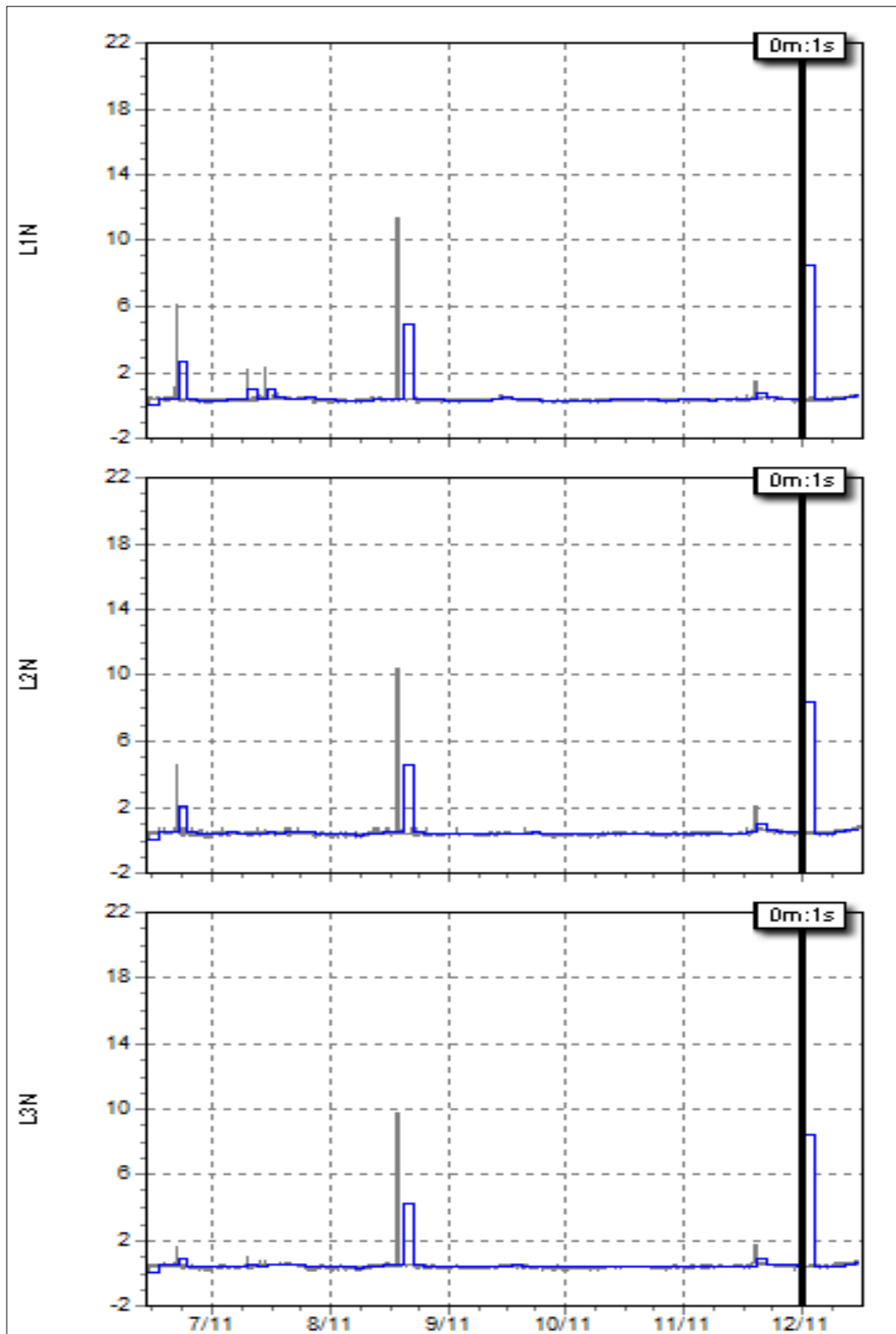
Se puede observar que en 4 días tienen una alta presencia de flickers de corta y larga duración que superan el  $P_{st}, P_{lt} \leq 1$  establecido por las normas IEC 61004-15 y la Regulación-004/01 los cuales establecen el límites del mismo, por lo tanto no se cumple las normas mencionadas anteriormente.

Como se muestra en la figura 29 a continuación existen flickers en las tres líneas del sistema eléctrico, siendo estos de corta duración que se encuentra representado con el color negro y el de larga duración estando representado por el color azul.

Sábado y domingo el sistema eléctrico del bloque “G” y auditorios no tienen presencia de flickers, pues en estos días no ingresan estudiantes a la universidad y no existe un consumo o actividad eléctrica considerable, mientras que el resto de días los estudiantes asisten normalmente produciendo un consumo mayor de la energía eléctrica lo cual produce flickers en los días hábiles de la universidad.

Para encontrar el origen de los flickers en el sistema eléctrico se procede a analizar los armónicos que están afectando a la red, por lo general el armónico de grado 3 es muy perjudicial y una de las causas principales para que existan flickers.

**Nota:** Existe una presencia muy clara del tercer armónico en el sistema eléctrico de la universidad que se estudiara en el apartado de variaciones asociadas a la frecuencia, este armónico es el motivo principal de que el sistema eléctrico de la Universidad Politécnica Salesiana campus sur bloque “G” y auditorios tengan presencia de flickers de corta y larga duración.

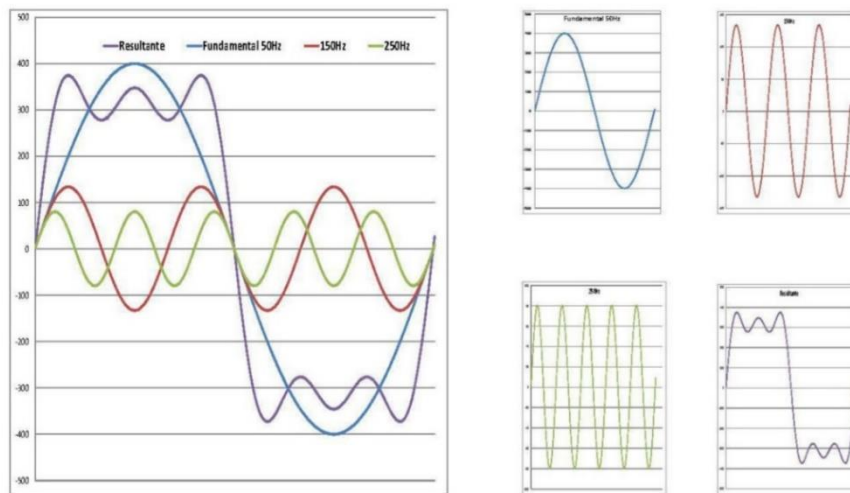


**Figura.** Flicker de corta y larga duración

Elaborado por: Collaguazo Pedro

## 15.2. Variaciones asociadas a la frecuencia

La frecuencia puede oscilar, pero en su mayor parte es muy estable, al provenir desde la red de la Empresa Eléctrica Quito S.A “EEQ”, ellos como distribuidor ya entrega 60[Hz] en la red. En la siguiente figura podemos observar como los armónicos afectan la forma de onda fundamental, este tipo de problemas son comunes cuando existe un mal dimensionamiento del sistema o existe presencia de cargas no lineales.



**Figura 29.** Armónicos en la red.

**Fuente:** [18]

El analizar trifásico fluke aplica la descomposición de serie de Fourier, calculando el valor eficaz del componente fundamental y el valor eficaz del armónico.

THD (distorsión armónica total)

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{40} U_h^2}}{U_1} \quad (45)$$

Donde:

$U_1$ : es la amplitud relativa de cada armónico con relación a la fundamental

$U_h$ : es el valor rms correspondiente al armónico h

$$FD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{40} U_h^2}}{U_{TOTAL RMS}} \quad (46)$$

Los armónicos “se generan en un 80% dentro de la propia instalación realizada por el usuario y un 20 % en la red de distribución”[17], donde tenemos cargas lineales como lo son resistencias, bobinas, condensadores y cargas no lineales como son transistores diodos, IGBTs, tiristores entre otros componentes electrónicos.

La corriente de las cargas no lineales tiene picos que representan armónicos y contaminan a nuestro sistema eléctrico, por lo general tienen armónicos de orden 3 muy importantes, los armónicos de tercer orden a su vez generan problemas como calentamiento excesivo de los cables generando el efecto skin o el efecto joule y así comprometiendo el funcionamiento correcto del sistema.

Estas corrientes pueden producir el disparo de protecciones magnéticas por ese pico elevado de corriente que tiene debido a los armónicos existentes en la red. El sistema presenta un problema con el armónico de orden 3 a través del neutro, en un sistema trifásico equilibrado la corriente por el neutro debe ser cero, pero si el sistema tiene cargas no lineales que generen armónicos de orden 3 en las líneas R, S, T estos no se anulan todo lo contrario se suman los armónicos de las 3 lineales, dando como resultado una corriente muy elevada de 3 veces 60[Hz] (180 Hz) como se observa en la siguiente figura 31, figura 32, figura 33 ,esto se produce si existe muchos sistemas informáticos o equipos electrónicos que puedan generar dichos armónicos por lo cual se debe dimensionar el neutro correctamente.

En la figura 31 mostrada a continuación se puede observar los armónicos que se encuentran en el neutro, una corriente armónica media de 111.341[A] la cual representa la suma de los armónicos que se tiene en las tres líneas de instalación eléctrica (R, S, T).

**Nota:** actualmente la Universidad Politécnica Salesiana cuenta con un grupo de generación fotovoltaica conectada a la red, la cual produce un tercer armónico que

afecta al sistema eléctrico del bloque “G” y auditorios como se muestra en la figura 31, 32 y 33.

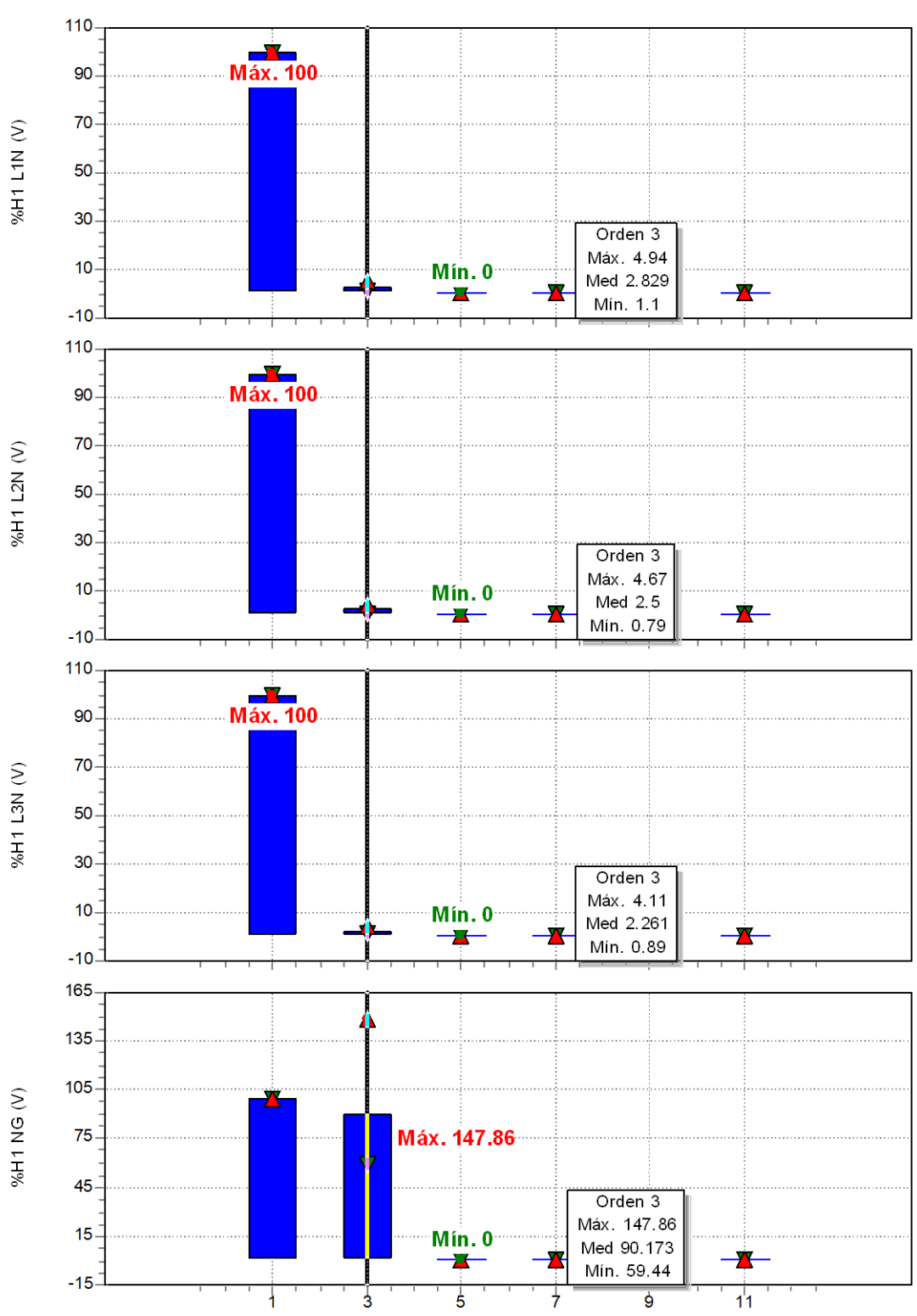


Figura 30. Armónicos en tensión.

Fuente: Autor.

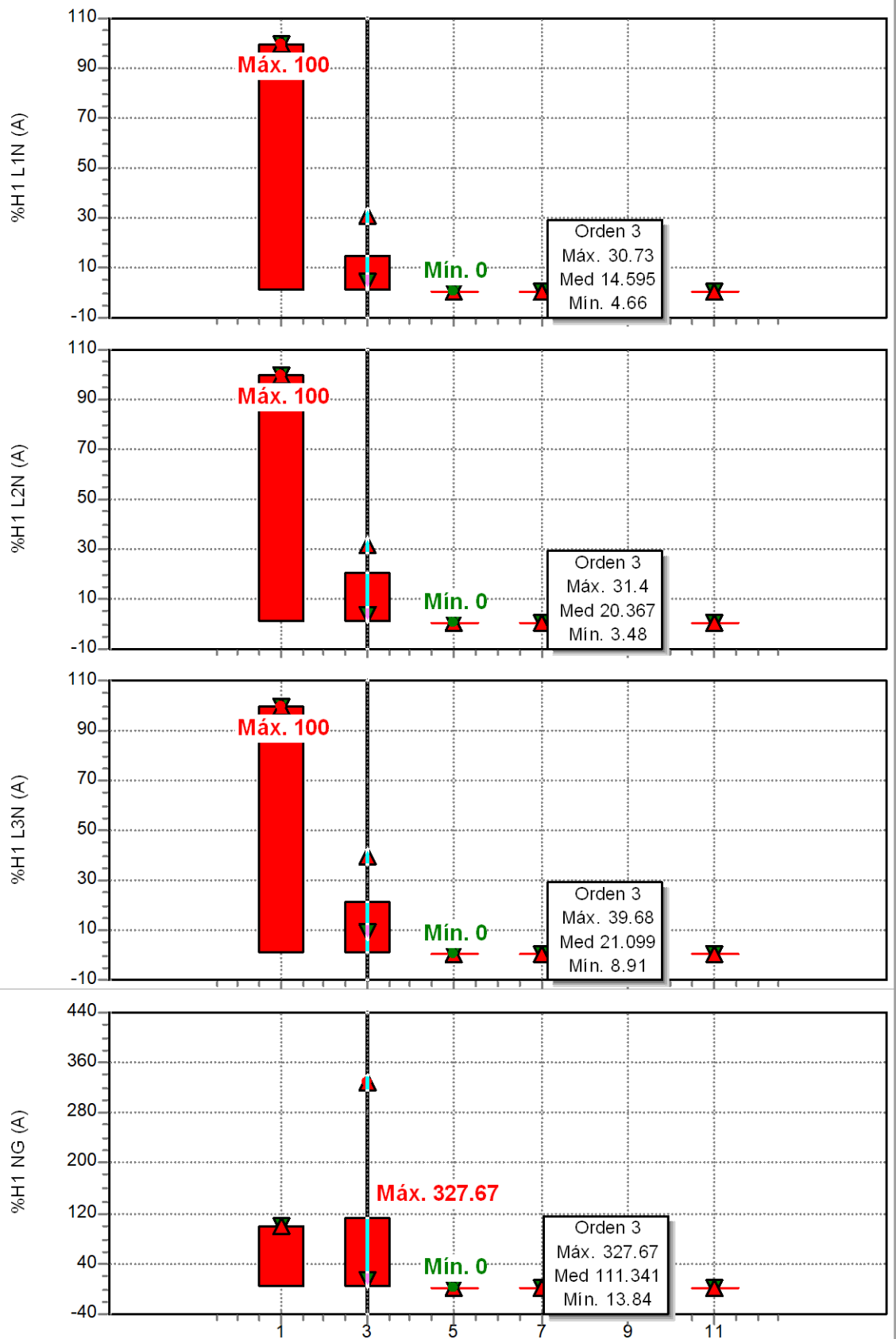


Figura 31. Armónicos en corriente impares.

Fuente: Autor.



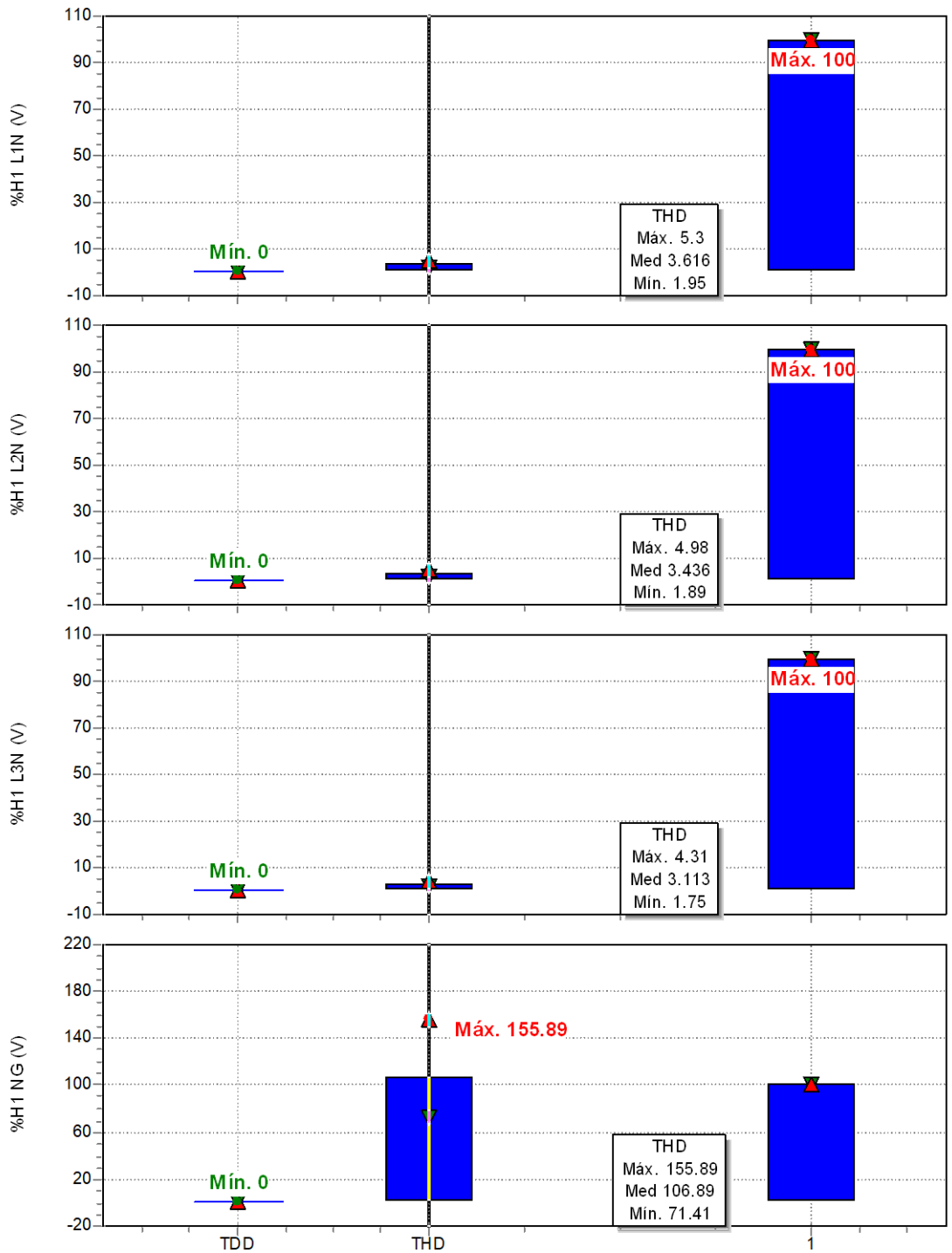


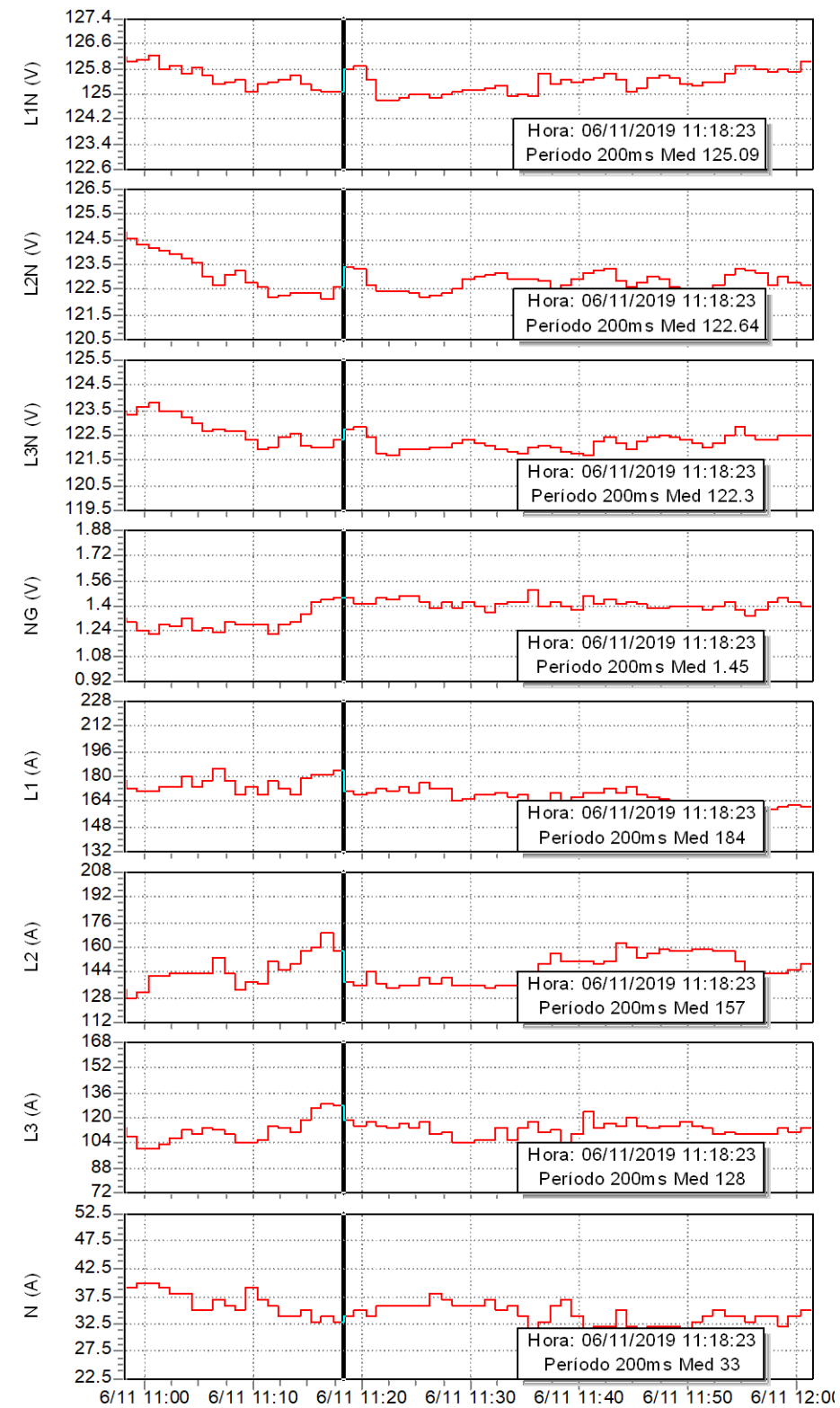
Figura 32. THD y TDD.

Fuente: Autor.

### 15.3. Desequilibrio entre fases y variación de voltaje

Los desequilibrios eléctricos entre fases se pueden producir si existe diferentes tensiones o corrientes en cada una de ellas, lo cual se produce si no se distribuye la

carga entre las 3 fases correctamente, además un desequilibrio se puede dar por diferentes desfases entre las líneas R, S, T.



**Figura 33.** Voltaje y corriente.

**Fuente:** Autor.

En la figura 34 mostrada anteriormente se puede observar la variación de voltaje y corriente en las tres líneas, claramente se observa que no existe un cambio considerable en los niveles de tensión por lo tanto cumple con la norma, que determina el límite del 10% de variación del voltaje nominal visto en la Regulación-004/01, pero si observamos una variación considerable en los niveles de corriente, la línea 1 o R, es la que se encuentra con una corriente alta de 184 [A] esto se asocia a la temperatura que se obtuvo mediante la cámara termográfica de 46,6 [°C].

De igual manera tanto la potencia como la corriente de cortocircuito son muy altas en esta línea, por lo tanto, la red eléctrica de la universidad está fuertemente afectada por el tercer armónico generado por las cargas no lineales.

A continuación, se procede mediante la fórmula de desequilibrio a analizar y establecer si el sistema cumple los límites establecidos que son del 10[%] máximo para corriente y 3[%] máximo para voltaje, de los valores obtenidos durante los 7 días continuos de medición en un intervalo de 1 minuto.

El desequilibrio  $D(\%)$  tanto para corriente como voltaje se produce al existir una variación de los valores eficaces en las 3 líneas.

Por lo general el  $D(\%)$  en intensidad, provoca que la corriente del neutro sea diferente de cero y esto produce un sobrecalentamiento en la carga, en los conductores de alimentación, protecciones principales y secundarios del sistema eléctrico.

$$D(\%) = \frac{I_m - I_{prom}}{I_{prom}} * 100 \quad (47)$$

$$D(\%) = \frac{U_m - U_{prom}}{U_{prom}} * 100 \quad (48)$$

**Tabla 13.** Desequilibrio de voltaje en las líneas R, T, S.

<b>Fecha:</b>	<b>v[I1]</b>	<b>v[I2]</b>	<b>v[I2]</b>	<b>Dv1</b>	<b>Dv2</b>	<b>Dv3</b>	<b>Cumple</b>
<b>Miércoles 6</b>	125.09	122.64	122.3	1.42%	0.57%	0.85%	OK
<b>Jueves 7</b>	126.02	124.49	122.86	1.26%	0.03%	1.28%	OK
<b>Viernes 8</b>	124.74	123.42	121.88	1.13%	0.06%	1.19%	OK
<b>Sábado 9</b>	126.71	125.55	125.09	0.74%	0.19%	0.55%	OK
<b>Domingo 10</b>	127.75	126.78	126.3	0.64%	0.13%	0.51%	OK
<b>Lunes 11</b>	125.52	122.59	121.99	1.75%	0.63%	1.12%	OK
<b>Martes 12</b>	125.41	123.53	123.57	1.00%	0.52%	0.48%	OK

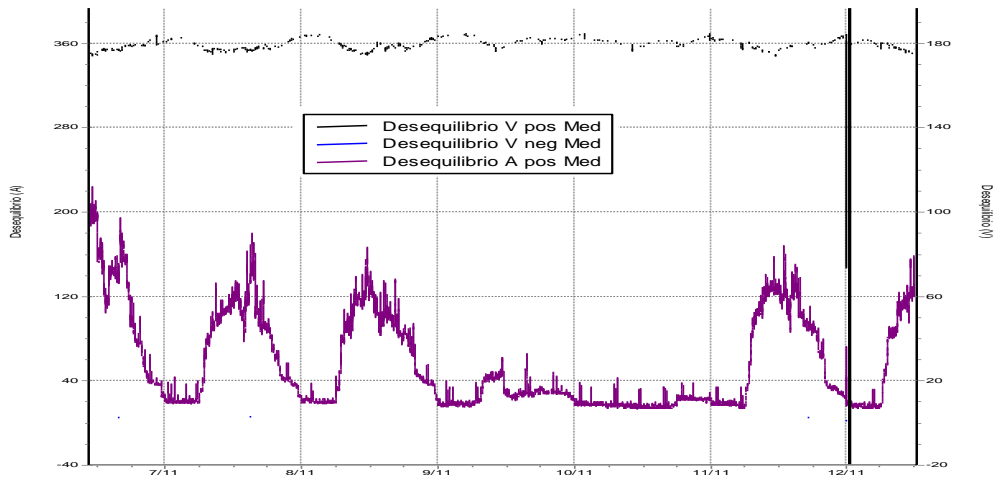
**Tabla 14.** Desequilibrio de corriente en las líneas R, T, S.

<b>Fecha:</b>	<b>I1[r]</b>	<b>I2[t]</b>	<b>I3[s]</b>	<b>DI1</b>	<b>DL2</b>	<b>DI3</b>	<b>Cumple</b>
<b>Miércoles 6</b>	184	157	128	17.70%	0.43%	18.12%	No
<b>Jueves 7</b>	99	64	76	24.27%	19.67%	4.60%	No
<b>Viernes 8</b>	127	81	90	27.85%	18.46%	9.40%	No
<b>Sábado 9</b>	56	41	35	27.27%	6.82%	20.45%	No
<b>Domingo 10</b>	10	12	9	3.23%	16.13%	12.90%	No
<b>Lunes 11</b>	118	86	94	18.79%	13.42%	5.37%	No
<b>Martes 12</b>	111	82	72	25.66%	7.17%	18.49%	No

En la tabla 13 que se muestra anteriormente se puede apreciar que no existe desequilibrio alguno ya que durante el análisis para las 3 líneas durante los 7 días ninguno de ellos supero el 3[%] establecido en la norma EN-50160.

Todo lo contrario de la tabla 14 mostrada anteriormente con el análisis de desequilibrio de corriente para las 3 líneas durante los 7 días se establece que la corriente presenta un desequilibrio que supera el 10[%] establecido por la norma EN-50160.

Algunas causas que exista desequilibrio en la corriente es la presencia del tercer armónico en la red, las cargas no se encuentran balanceadas correctamente o una fuente de generación que aporte gran cantidad de armónicos.



**Figura 34.** Desequilibrio.

**Fuente:** autor.

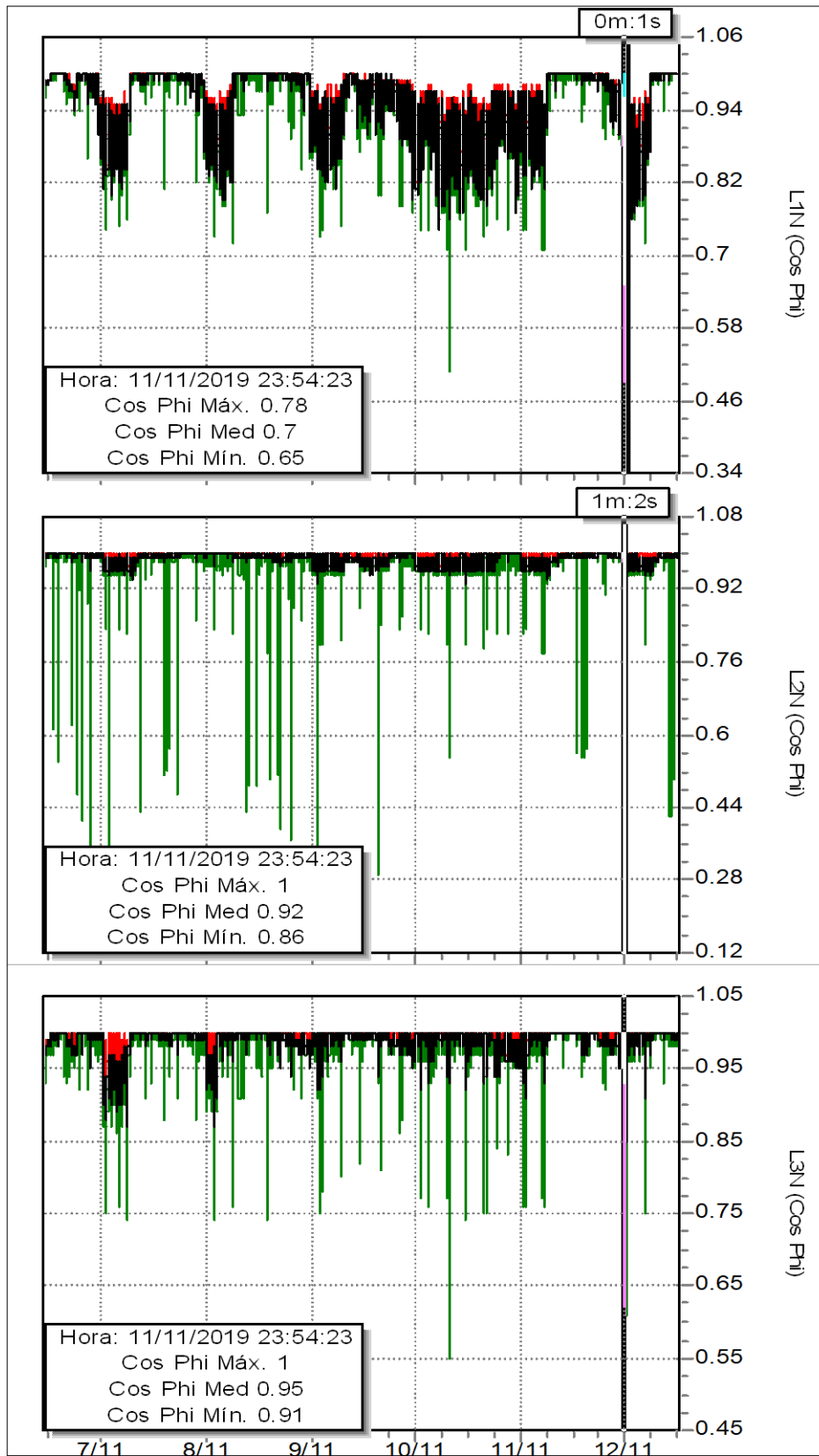
#### 15.4. Cos phi y energía activa

De acuerdo a la Regulación 004/01 el cos phi debe ser mínimo es 0.92, en caso de que este parámetro sea menor a lo permitido por la normativa la entidad universitaria se estaría exponiendo a una multa por parte de la empresa distribuidora en caso de una inspección.

De acuerdo a la figura 36 se muestra a continuación el cos phi del sistema eléctrico del bloque “G” y auditorios de la universidad varía entre un rango que se especificara a continuación: En la línea 1 el cos phi varía en un rango de [0.65 - 1] como se puede observar la línea 1 o “R” es la más afectada en el sistema eléctrico por la presencia de armónicos y al no estar balanceada correctamente e incumple lo establecido por la norma antes mencionada al no respetar los 0.92 de cos phi mínimo permitido.

Las líneas 2 cuenta con una variación de [0.88-1] y la línea 3 cuenta con una variación de [0.85-1], como se observa ambas líneas de igual manera incumplen la norma, debemos tener en cuenta que estas dos líneas se encuentran balanceadas entre ellas por tal motivo su cos phi con muy similares.

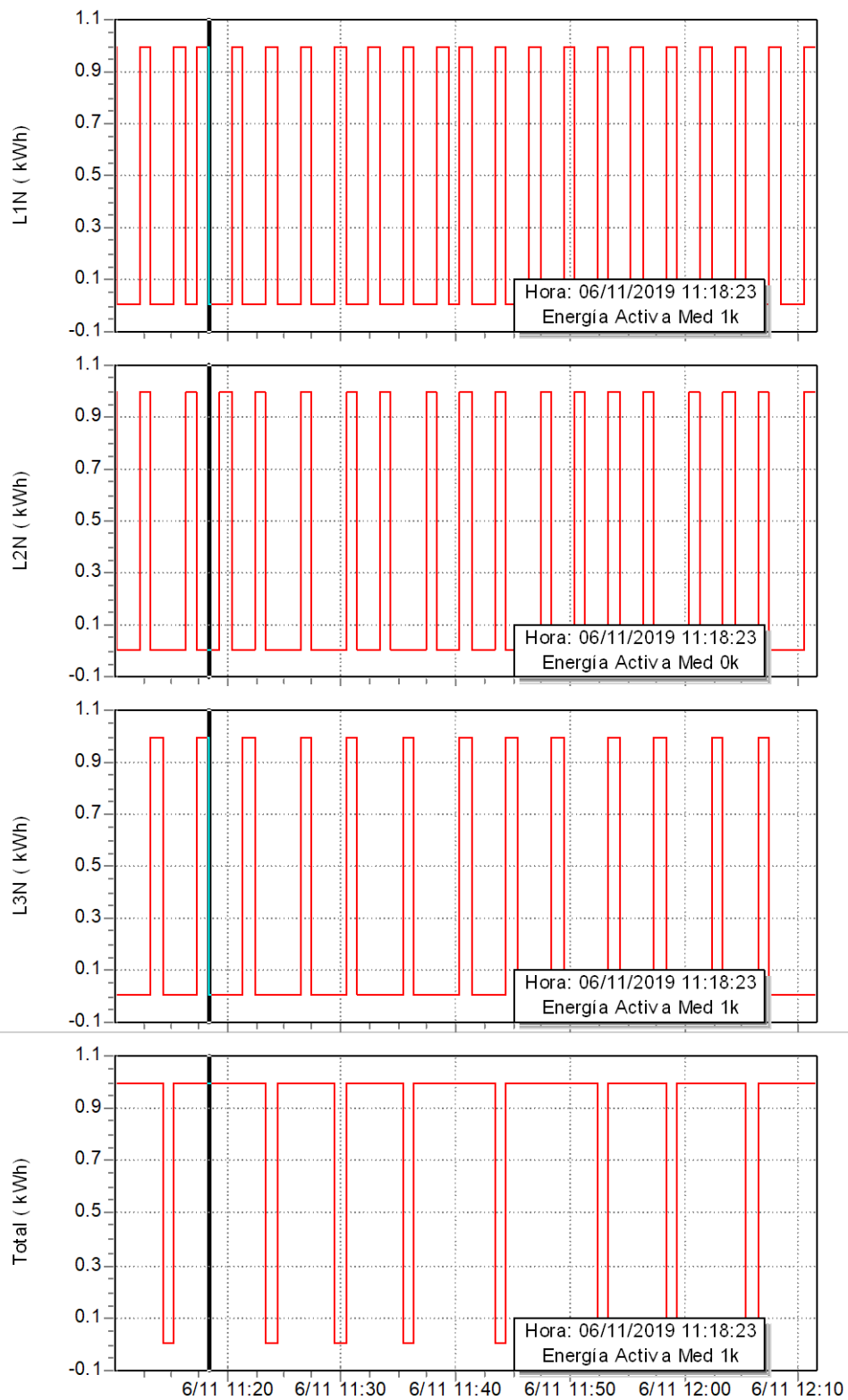
En la gráfica que se encuentra a continuación se puede observar de una forma más visual de como existe una variación más pronunciada que de la línea 1 respecto a las líneas 2 y 3.



**Figura 35. Cos phi.**

**Fuente:** Autor.

En la gráfica 37 a continuación se puede observar el consumo de energía activa del sistema eléctrico del bloque “G” y auditorios que en este caso es de 1[kW/h].

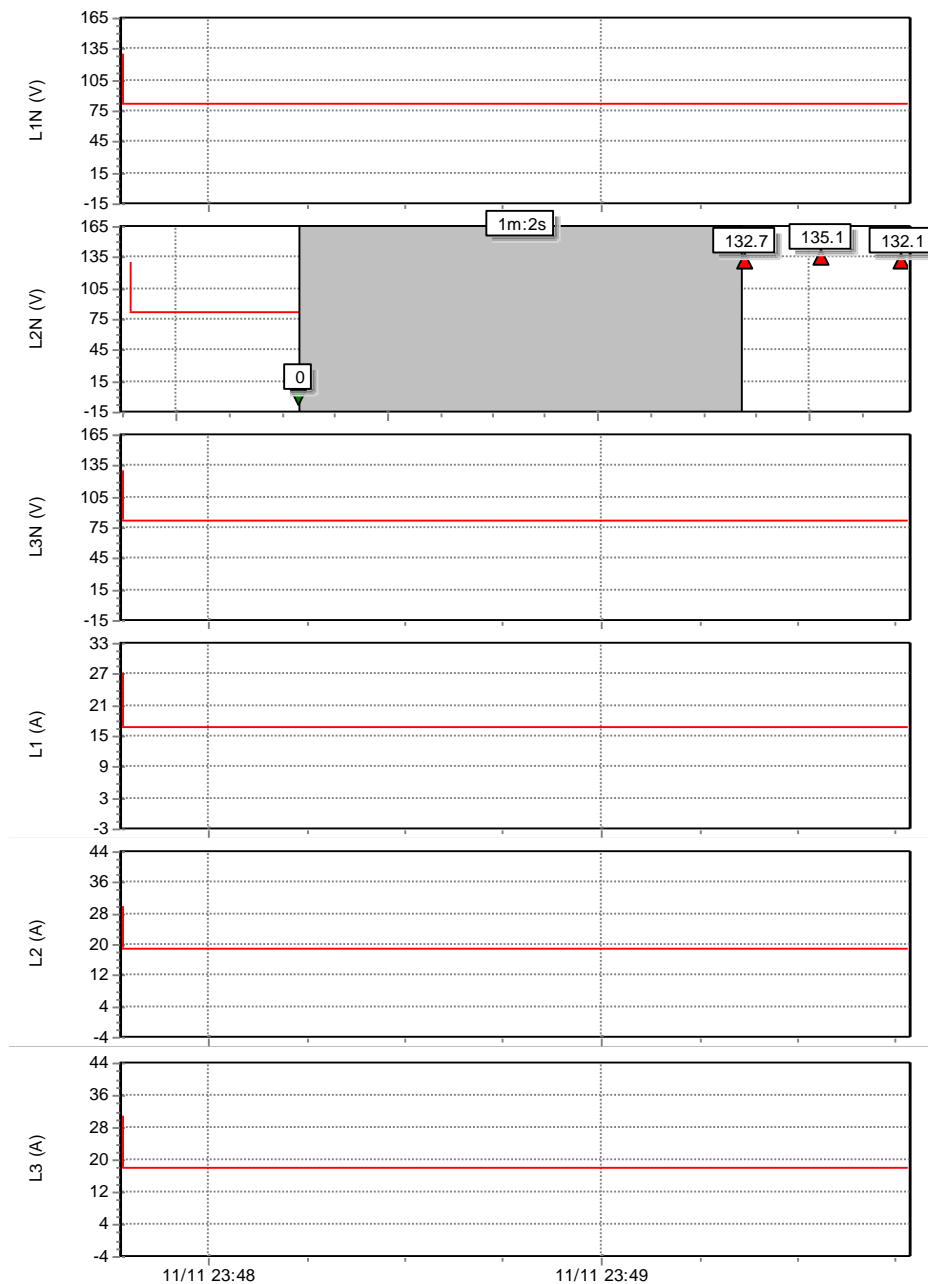


**Figura 36.** Energía activa

Fuente: Autor.

## 15.5. Interrupciones

El analizador trifásico registra 2 interrupciones importantes en el sistema durante su transcurso de medición, se puede observar en la figura 38 que se encuentra a continuación la primera interrupción se presentó el día 11 de noviembre a partir de 23 horas con 48 minutos y 23 segundos aproximadamente, en la línea 2 y duro 1 minuto con 2 seg, se considera una interrupción corta al no superar los 3 minutos.

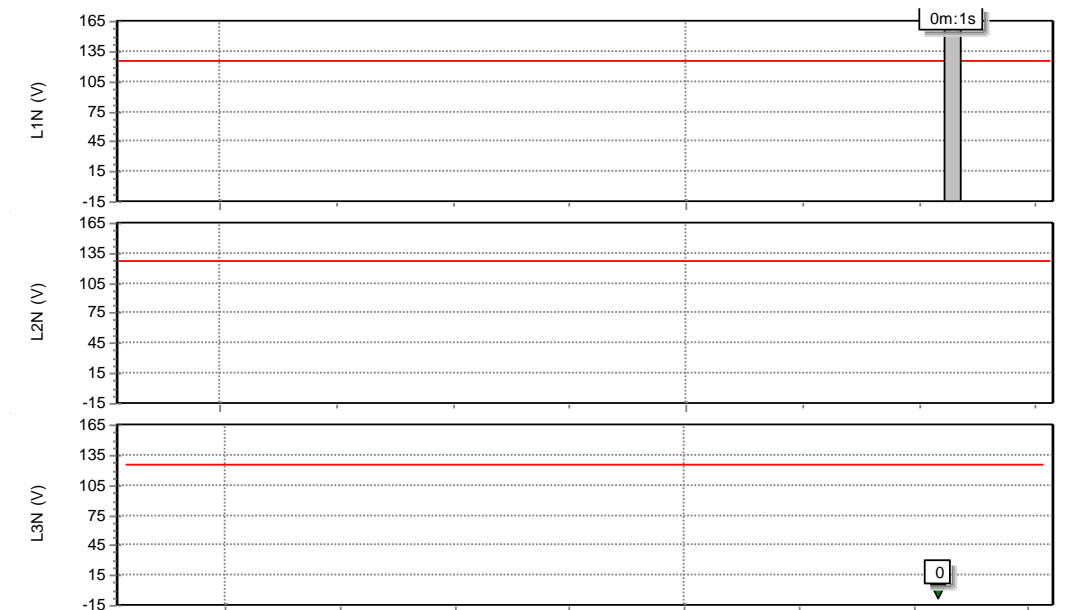


**Figura 37.** Primera interrupción

**Fuente:** Autor.



La segunda interrupción se presentó aproximadamente a las 0 horas con 24 minutos de la madrugada del 12 de noviembre en la línea 1, aproximadamente 30 minutos después de que ocurrirá la anterior interrupción y duro 1 segundo, como se puede observar con más detalles en la figura 39 que se encuentra a continuación.



**Figura 38.** Segunda interrupción

**Fuente:** Autor.

Las presentes interrupciones fueron producidas dentro de la instalación de la universidad, en vista que no fue un corte por parte de la empresa distribuidora la “EEQ” ya que solo una línea fue afectada a la vez mientras se mantenía energizada las otras dos. Estas interrupciones pudieron ser provocadas por muchos factores ya antes mencionados como: la presencia del tercer armónico, caída de voltaje, el desequilibrio que existe a nivel de corriente en la red, entre otras.

### 15.6. Ampacidad de conductor

Se procede a realizar un análisis al conductor instalado desde salida del transformador a los fusibles NH, el conductor instalado tiene las siguientes características: TTU 2/0, 2000 [v], 75[°C] por lo cual su corriente máxima será 175 [A] dato que se obtiene de la tabla 24 la cual especifica las características del conductor. La norma NEC-2017 establece para cálculo de ampacidad algunos parámetros como: conductor en canaleta

o a la intemperie, factor de agrupamiento. El factor de agrupamiento será de 0.8 al ser un grupo de 4 cables por línea de acuerdo a la tabla 22, al aplicar la ecuación 49 encontramos que la corriente máxima de diseño para el conductor actual es en este caso es 140 [A] por conductor y 560[A] por línea al estar conformada por cuatro conductores. De acuerdo al análisis realizado con el analizador triásico de red, encontramos que la máxima corriente que transcurre por el sistema eléctrico es de 184 [A] que corresponde a la línea “R” por lo cual el conductor esta sobre dimensionado.

$$2/00AWG (175[A])(1)(0.80) = 140[A] \text{ por conductor} \quad (49)$$

### 15.7. Caída de voltaje en el conductor

Este análisis se desarrolla desde la salida del transformador hacia el tablero principal, los valores correspondientes para el análisis son:

- Conductor TTU 2/0 AWG a 75[°C] donde R=0.623 y X=0.148 ref. tabla 22.
- Factor de potencia es 0.98
- Tensión trifásica es 210[v]
- Corriente del conductor es 184[A]
- Longitud aproximada es de 50 [m]

Después de conocer los valores es estos parámetros aplicamos a siguientes fórmulas de acuerdo a la norma NTC 2050 [19]:

$$Z_{ef} = R * \cos\theta + X * \sen\theta \quad (50)$$

$$\Delta V_{3\phi} = \sqrt{3} * Z_{ef} * L * I \quad (51)$$

$$\%regulacion = \frac{\Delta V_{3\phi}}{V} \quad (52)$$

Según la norma el % de caída de tensión de tener máximo entre el 3 y 5 % [20], para el actual sistema se obtuvo un 4.23 % de caída de tensión entre el transformador y el tablero principal, por tanto cumple con la norma NTC 2050.

## 16. Tabla resumen y análisis.

A continuación, se realiza una tabla con los principales parámetros medidos durante el análisis del presente proyecto, con el fin de generar un plan de mejora se procura a establecer acciones correctivas o preventivas para mejorar la calidad de energía eléctrica y la eficiencia del sistema.

N°	Parámetro	Condición, norma	Valor medido	Estado
1	Fluctuación de tensión	$\Delta U < 10\%U_{ref}$	$\Delta U = 125.09$	Ok
2	Hueco de tensión	$90\%U_{ref} > U > 1\%U_{ref}$ $10ms < \Delta t \leq 1min$	6 huecos Figura 24	No
3	Interrupción de alimentación: - corte breve	$U < 1\%U_{ref}, \Delta t \leq 3 min.$ $U < 1\%U_{ref}, \Delta t > 3 min.$	2 interuaciones Figura 32 y 33	No
4	Sobretensión temporal	Sobretensión relativamente larga	No existe Figura 23	Ok
5	Variación de tensión	Aumento o disminución de tensión	No es significativa Figura 31	Ok
6	Sobretensión transitoria	$\Delta t = de ns a ms$	No existe	OK
7	Armónica	$f_{armónicos} = n * f_{fund}$ $n = entero.$	Tercer armónico $In = 111.341[A]$	No
8	Tensión Armónico	$f_{interarmónicos} = n$ $* f_{fund}$ $m = no entero.$	$Tn = 90.1731[v]$	No
9	Variación de frecuencia	$f \neq 50 \text{ ó } 60 Hz$	60 Hz	Ok
10	Desequilibrios de Tensión	$ U_R  \neq  U_S  \neq  U_T $	No son considerables	Ok
11	Desequilibrio de corriente	$ I_R  \neq  I_S  \neq  I_T $	$D > 10\%$	No
12	Factor de potencia	$Fp > 0.92$ regulación 004/01	L1[0.65 - 1] L2[0.88 - 1] L3[0.85 - 1]	No
13	Ampacidad	I máxima por línea es 184[A]	560 [A] por línea	No
14	Flicker	$Pst < 1$ $Plt < 1$	$Pst = 11.353$ $Plt = 0.377$	No
15	Puesta a tierra	IEEE80-2013	5.6, 5.63, 3.3, 5.9 [ohm]	No
16	Caída de voltaje	NEC-2017 $E = 3 \leq 5 \%$	4.23%	ok

1.- Fluctuación de tensión: la variación de este parámetro cumple con la norma, la cual establece que la variación de voltaje no debe superar el 10% del voltaje nominal y de acuerdo al estudio realizado tenemos un valor del  $\Delta U = 125.09$  el cual no supera el 10% de su voltaje nominal.

2.- Hueco de tensión: el analizador trifásico registro 6 huecos de tensión durante el estudio realizado estos huecos varían entre un [1% - 90%] del voltaje nominal, los cuales son provocados por distintos factores como la conexión de carga al sistema o calentamiento de los conductores entre otros.

3.- Interrupción de alimentación de corte breve: durante el estudio se pudo registrar dos interrupciones importantes el primero en la línea 2 y el segundo en la línea 1 del sistema eléctrico, dichas interrupciones se produjeron por factores internos de la universidad en vista que no fue un corte de la empresa distribuidora “EEQ” ya que durante las interrupciones en cada línea las otras dos se encontraban energizadas.

4.- Sobretensión temporal: El sistema no presenta una variación de este tipo en su tensión.

5.- Variación de tensión: no existe un aumento o disminución significativa en las 3 líneas del sistema eléctrico por lo que no presenta una variación de tensión a tomar en cuenta lo cual es bueno.

6.- Sobretensión transitoria: en vista que este factor es casi imperceptible al durar milisegundos o nanosegundos una de las maneras de medirlo es capturando su forma de onda, por lo tanto, una vez registrado la forma de onda completa por el analizador se puede decir que no existe sobretensiones transitorias en el sistema eléctrico de la universidad.

7.- Armónica: en el análisis realizado en el presente proyecto técnico encontró que el bloque “G” y los auditorios presenta una fuerte corriente armónica, la cual pertenece al armónico de tercer grado que normalmente es producido por componentes electrónicos, en este caso la universidad cuenta con un grupo de generación

fotovoltaica que aporta una gran cantidad de armónicos a la red actual, una de los efectos negativos vistos es que la corriente que circula por el neutro es muy alta al ser la suma de la corriente armónicas que circula por las 3 líneas esta llega a ser de 111.341[A], siendo un daño muy negativo para el sistema eléctrico de la universidad.

8.- Tensión Armónico: de igual manera que la corriente armónica por el neutro en este caso el voltaje también presenta un alto nivel de 90.17 [v] en el neutro, estos efectos producen que maquinas o equipos no funcionen de manera correcta y en lo peor del caso que dañe a equipos, de acuerdo ingeniero de planta de la Universidad Politécnica Salesiana campus sur muchos de los equipos se llegan a dañar sin existir un motivo claro, por tanto este proyecto plantea las posibles causas por las que esté ocurriendo este tipo de fallos en el sistema eléctrico del bloque “G” y auditorios de la universidad, los mismo que se mencionan en todo este apartado de “TABLA DE RESUMEN Y ANALISIS”.

9.- Variación de frecuencia: no existe una variación en este parámetro.

10.- Desequilibrios de Tensión: no existe una variación es este parámetro.

11.- Desequilibrio de corriente: para este caso si existe una variación que supera el 10% de desequilibrio en la corriente del sistema entre las 3 líneas, una de las causas es la presencia de armónicos en la red.

12.- Factor de potencia: se puede observar en el análisis de este parámetro que efectivamente la línea 1 se encuentra fuertemente afectada ya que se obtiene una variación del cos phi de [0.65-1] cuando la norma establece un límite mínimo de 0.92, por lo tanto, se está incumpliendo lo que establece la Regulacion-004/01.

13.- Ampacidad: Se procedió a calcular la ampacidad de los conductores instalados desde el transformador hasta los fusibles NH por mayor facilidad, al momento de realizar los cálculos pertinentes se encuentra que la corriente máxima del grupo de 4 conductores por línea es de 560[A] mientras que la corriente máxima del sistema es de

184[A] por línea valor que se obtuvo mediante el analizador trifásico, por lo tanto, el conductor se encuentra sobre dimensionado.

14.- Flicker: actualmente la universidad cuenta con la presencia de flickers en el sistema eléctrico ya sean de corta o larga duración como se pudo apreciar anteriormente durante el análisis, uno de los efectos negativos es que este parámetro causa dolores de cabeza a las personas y esto se produce a través del sistema de iluminación, la universidad siendo un centro dedicado a la educación y formación de personas es muy grave que exista este tipo de efectos negativos que pongan en peligro a los estudiantes.

15.- Puesta a tierra: la universidad cuenta con una conexión a tierra que se podría decirse que obsoleta al no ser ni malla de puesta a tierra o varilla coperweell por este motivo el presente proyecto propone implementar una malla de puesta a tierra la cual mejore el sistema eléctrico de la universidad, evitando daños a personas o equipos en caso de existir cortocircuitos accidentales o algún tipo de descarga atmosférica.

16.- Caída de voltaje: el análisis de este parámetro se lo realizó desde el transformador hasta el tablero principal encontrando que la caída de voltaje es de 44.23 [%] la cual no supera lo establecido por la norma NEC-2017 que es de 5 [%].

**Nota:** todos los anteriores parámetros son importantes si se busca mejorar la calidad de energía eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana campus sur bloque “G” y auditorios y de esta manera hacer que nuestro sistema sea eficiente, al evitar daños graves o irreparables a equipos, reducir el consumo excesivo de energía y salvaguardar la seguridad de los estudiantes, docentes y personal de mantenimiento de la institución.

## CAPÍTULO III

### PROPUESTA DE MEJORA

#### 17. Diseño de malla de puesta a tierra

Es importante que una instalación eléctrica cuente con una malla de puesta a tierra que garantice la seguridad de las personas y equipos, por lo tanto, un punto importante del presente proyecto es entregar a la universidad un diseño que cumpla con la norma de construcción IEEE80-2013 la cual permita mejorar la calidad de energía del sistema. Se procedió a realizar todos los pasos mostrados anteriormente en el capítulo 1- apartado 10. NORMA IEEE 80-2013 para establecer los parámetros necesarios para el diseño de la malla de puesta a tierra.

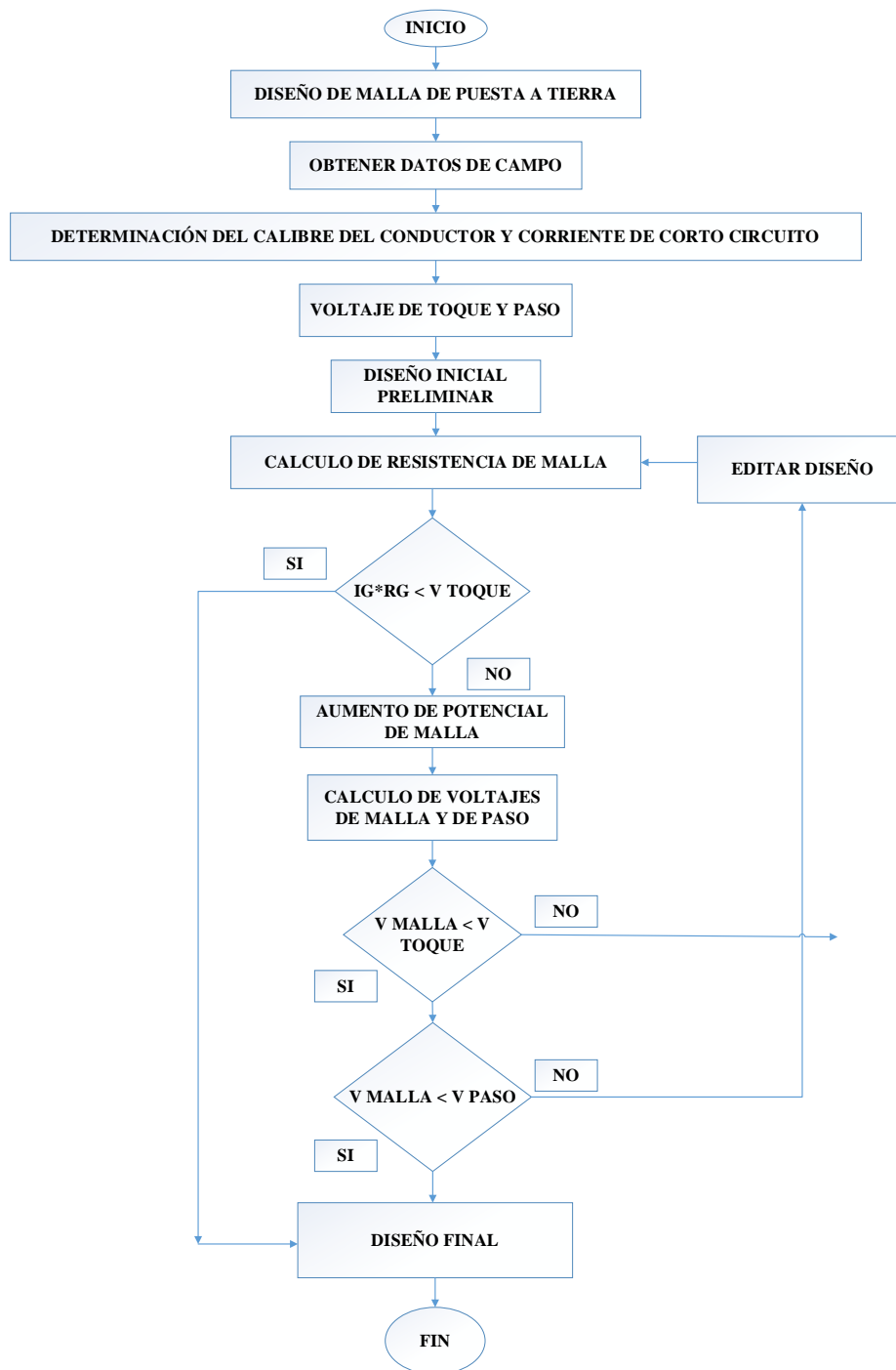
Se procederá a utilizar algunos datos indicados en la tabla 15 que se encuentra a continuación, algunos de estos datos provienen de un modelo pre existente o son valores típicos de este tipo de diseño como  $T_f$ ,  $S_f$  los cuales se pueden encontrar en la norma IEEE 80-2013 y algunos valores fueron tomados del terreno donde se pretende instalar la malla de puesta a tierra en un futuro.

**Tabla 15.** Datos previos al diseño de la malla

Datos de campo y transformador				
N	Datos	Simbología	Valor	Unidad
1	Duración de la falla	$t_f$	0.5	segundos
2	Factor de división de corriente	$S_f$	0.6	-----
3	Voltaje en el primario del transformador	$V_{AV}$	22860	KV
4	Voltaje en el secundario del transformador	$V_{BV}$	210	V
5	Resistividad del suelo	$\rho$	71.275	$\omega$ m
6	Resistividad del material	$\rho_s$	2500	$\omega$ m
7	Espesor de la capa superficial	$h_s$	0.15	metros
8	Profundidad enterrada de la malla	$h$	0.75	metros
9	Área del terreno	x, y	1, 6	metros
10	Espacio horizontal y vertical entre varillas	d	0.5	metros

En la figura 40 que se encuentra a continuación se observa un flujograma que explica los pasos del diseño de la malla de puesta a tierra de forma más simplificada y comprensible para el lector.

Este flujograma facilita el diseño de la malla de puesta a tierra ya que en caso de no cumplir con la norma se puede repetir los pasos modificando algunos valores hasta llegar a cumplir con la norma de diseño establecido por la IEEE 80-2013



**Figura 39.** Diagrama de flujo para el diseño de malla de puesta a tierra

**Fuente:** autor.



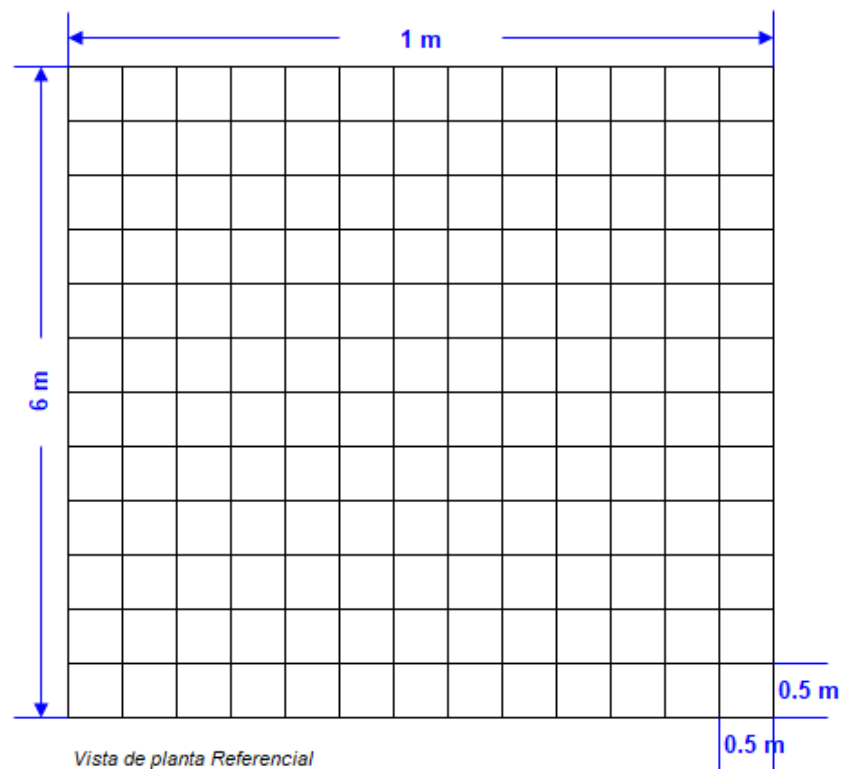
La tabla 16 que se encuentra a continuación presenta los valores obtenidos durante el diseño de la malla de puesta a tierra con la cual se podrá mejora la calidad de energía eléctrica en caso de cortocircuitos o descargas atmosféricas imprevistas.

**Tabla 16.** Datos obtenidos del diseño

Variable	Fórmula	Result.	M
<b>Rg</b>	$R_g = \rho * \left[ \frac{1}{L_t} + \frac{1}{\sqrt{20} * A} * \left( 1 + \frac{1}{1 + h * \sqrt{a}} \right) \right] [Ohm]$	10.133	[Ω]
<b>Ig</b>	$I_G = D_f * S_f * 3I_o [A]$	649.511	[A]
<b>GRP</b>	$GPR = I_G * R_g [V]$	6581.22	[v]
<b>Cs</b>	$C_s = \frac{0.09 * \left( 1 - \frac{\rho}{\rho_s} \right)}{2 * h_s + 0.09}$	0.776	
<b>K</b>	$K = \frac{\rho - \rho_s}{\rho + \rho_s}$	-0.945	
<b>na</b>	$n_a = \frac{2 * L_c}{L_p}$	11.571	
<b>Nb, Nc, Nd</b>	$n_b = n_c = n_d = 1$	1	
<b>ki</b>	$k_i = 0.644 + 0.148 * n$	2.357	
<b>kh</b>	$k_h = \sqrt{1 + \frac{h}{k_o}}$	1.323	
<b>kii</b>	$k_{ii} = \frac{1}{2 * n^2}$	0.581	
<b>km</b>	$k_m = \frac{1}{2 * \pi} * \left[ \ln \left( \frac{D^2}{16 * h * d} + \frac{(D + 2 * h)^2}{8 * D * d} - \frac{h}{4 * d} \right) + \frac{k_{ii}}{k_h} * \ln \left( \frac{8}{\pi * (2 * n - 1)} \right) \right]$	0.324	
<b>Ks</b>	$k_s = \frac{1}{\pi} * \left[ \left( \frac{1}{2 * h} + \frac{1}{D * h} + \frac{1}{D} \right) (1 - 0.5^{n-2}) \right]$	1.103	
<b>Em</b>	$E_m = \frac{\rho * I_g * k_m * k_i}{L_c + L_r} [V]$	436.834	[v]
<b>Es</b>	$E_s = \frac{\rho * I_g * k_s * k_i}{0.75 * L_c + 0.85 * L_r} [V]$	1980	[v]
<b>estep70</b>	$E_{step70} = \frac{(1000 + 6 * C_s * \rho_s) * 0.157}{\sqrt{T_s}} [v]$	2806	[v]

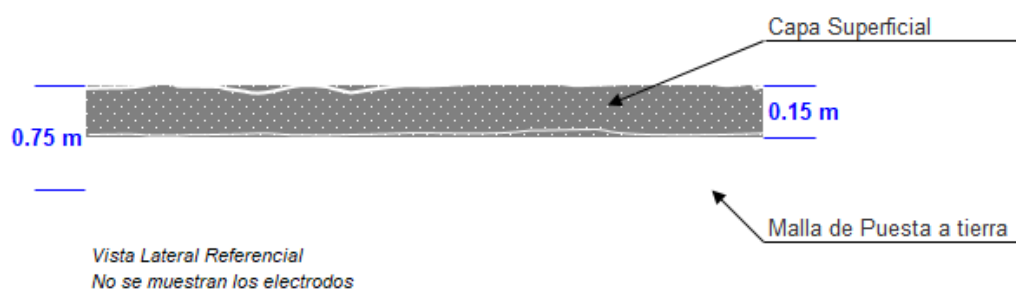
<b>etouch70</b>	$E_{touch70} = \frac{(1000 + 6 * C_s * \rho_s) * 0.157}{\sqrt{Ts}} [v]$	867.985	[v]
<b>estep50</b>	$E_{step50} = \frac{(1000 + 6 * C_s * \rho_s) * 0.116}{\sqrt{Ts}} [v]$	2073.10	[v]
<b>etouch50</b>	$E_{touch50} = \frac{(1000 + 6 * C_s * \rho_s) * 0.116}{\sqrt{Ts}} [v]$	641.314	[v]
<b>Es</b>	$\leq$	estep70	estep 50
<b>Em</b>	$\leq$	Etouch 70	Etouch 50
<b>El diseño cumple con la norma</b>			

La figura 41 y 42 que se presenta a continuación es el resultado del diseño de la malla de puesta a tierra con la cual se pretende mejorar la calidad del sistema eléctrico, siendo el área de esta una malla 6 metros cuadrados y una separación entre conductores de 5 centímetros.



**Figura 40.** Diseño de la malla de puesta a tierra

**Fuente:** Autor



**Figura 41.** Diseño de la malla de puesta a tierra profundidad

**Fuente:** Autor

A continuación, se aclara los objetivos deseados al realizar una malla de puesta a tierra:

- Salvaguardar la integridad de las personas
- Mejorar la calidad e energía
- Proteger la instalación eléctrica de daños irreparables
- Tener un potencial de referencia

## 18. Plan para la mejora de calidad y eficiencia del sistema eléctrico

Uno de los planes de mejora continua más conocido es el método Kaizen por lo tanto siguiendo su metodología se procederá a establecer un plan que permita aumentar la calidad de energía eléctrica actual del bloque “G” y auditorios de la Universidad Politécnica Salesiana, haciendo de este sistema sea eficiente y que cumpla con la norma estudiadas en el presente proyecto técnico.

### 22.1. Diagnóstico y problemas identificados.

Durante el presente estudio y análisis del sistema eléctrico del bloque “G” y auditorios de la universidad se encontró muchos problemas por los cuales la instalación eléctrica actual no es eficiente y la calidad de energía eléctrica es muy pobre.

Los problemas que se identificaron son:

- presencia del tercer armónico y corriente en el neutro.
- desequilibrio de corriente.
- flicker.
- Temperatura mayor en el conductor de la línea R en la conexión transformador-ATS.
- 6 caída de tensión que son superior a 5% (huecos) de corta duración.
- 4 caídas de tensión que son menores a 5%.
- la toma de puesta.
- no está en secuencia “RST”.
- 2 interrupciones.

Debido a estas causas el sistema eléctrico hasta la actualidad del presente proyecto a presentados problemas como interrupciones eléctricas, daños a equipos, daños imperceptibles al personal y estudiantes que asisten a la universidad, todo esto se lo pude encontrar de forma más detallada en el capítulo 2 “TABLA DE RESUMEN Y ANALISIS”.

## **22.2. Factores externos**

Debido a la pandemia mundial por el covid-19 la economía actual del país se encuentra en un punto de riesgo, por lo cual aplicar un plan de mejora el cual requiere la adquisición de equipos o la instalación de una malla de puesta a tierra es una inversión considerable, por lo cual el plan de mejora constara de varios pasos, mediante los cuales se pueda aplicar una mejora continua y bajar el riesgo al cual el plan se encuentra expuesto.

## **22.3. Soluciones que buscan mejorar la calidad de energía**

*Paso 1* Como primer paso más que una corrección a la red es una sugerencia, actualmente la secuencia de la red es “RTS”, cuando por lo general se utiliza la secuencia “RST” que es recomendada en los libros y teoría analizada a lo largo de la carrera, por consiguiente todos los equipos de generación que se conecten a red de la universidad deben tener la misma secuencia con el fin de evitar problemas eléctricos,

así como el panel fotovoltaico que posea actualmente y está conectado a la red , se debe tomar en cuenta esta sugerencia con el fin de evitar daños posible a la red en un futuro.

**Paso 2,** Como segundo paso nos enfocaremos en el tercer armónico generado por las cargas no lineales como equipos electrónicos usados en el bloque “G” y auditorios, la universidad tiene cargas no lineales en los laboratorios que se encuentran equipados con dispositivos que poseen componentes electrónicos como: infocus, computadores de escritorio o portátiles de los estudiantes que ocupan a diario, cardadores de celulares, además la fuente de generación fotovoltaica, esta última es una de los principales causas por la cual existe un tercer armónico que perjudica a la red. Una solución es balancear las cargas de mejor manera para reducir el impacto sobre los conductores o que estos se encuentren sobrecargados como en este caso la línea 1.

**Paso 3,** Otro problema identificado es el flicker que produce la red eléctrica esto debido a los armónicos que presenta el sistema, si al aplicar el paso 2 no mejora la calidad de energía y sigue produciendo flicker se debe implementar a otro tipo de solución para mejorar la calidad de energía y que nuestro sistema eléctrico sea eficiente. Debido a la presencia de armónicos de orden 3 que son generados por cargas no lineales se propone implementar filtros activos basados en convertidores con modulación de ancho de pulso pwm, existen de dos tipos en serie o paralelo y de esta manera cumplir con lo que establece las normas IEC6100-34 y EN-50160. Para cumplir la calidad de energía a continuación dejo las características de un filtro activo que ayudaría a mitigar los problemas de armónicos.



**Figura 42.** Filtro activo multifunción.

**Fuente:** [21].

A continuación, se muestra las características de este equipo:

- Capacidad de filtrado por módulo de 100 a, capacidad por armario de 100 a 400 a[21].
- Gama para instalaciones de 3 hilos (modelo 3w) o 4 hilos (modelo 4w) [21].
- Multigrano de tensión y frecuencia (50/60 Hz) [21].
- Reducción de las corrientes armónicas hasta el 50° armónico (2500 Hz) [21].
- Selección de las frecuencias armónicas que se deben filtrar para obtener la máxima efectividad del filtro[21].
- Compensación de energía reactiva, tanto inductiva como capacitiva[21].
- Equilibrado de la corriente de fase. en el modelo de 4w, ayuda también a la reducción del consumo en el neutro[21].

**Paso 4,** El conductor que sale de transformador a tablero principal se encuentra actualmente sobre dimensionado como ya se lo analizo previamente, por lo tanto, es recomendable cambiar el conductor principal de acuerdo a su ampacidad y también sus protecciones para que en caso de existir algún cortocircuito se activen y eviten daños a personas y equipos.

**Paso 5,** Por último paso se puede implementar la instalación de la malla de puesta a tierra para mejorar el sistema eléctrico, hacer un sistema eléctrico robusto es una parte fundamental de una instalación eléctrica, para que de esta manera en caso de ocurrir eventualidades como una descarga atmosférica o un cortocircuito accidental el sistema puede rápidamente desviar ese pico de voltaje y corriente hacia tierra y evitar que equipos o cables del sistema llegue a sufrir daños, como está sucediendo en la actualidad además de proteger la integridad física de las personas que estén en contacto con los equipos.

#### **22.4. Implementación y ejecución del plan de mejora.**

La ejecución del plan de mejora dependería del desarrollo de los 5 pasos anteriormente indicados, este método de mejora continua basado en el método de Kaizen especifican que se debe realizar paso a paso las mejoras y analizar el resultado del paso anteriormente para avanzar de esta manera puede observar si el sistema corrige o no los errores presentados anteriormente y se puede optimizar.

En el presente caso, si al balancear la carga para las 3 líneas se consigue que la calidad de energía mejore considerablemente es decir que no existan flicker, que los equipos conectados al sistema no sufran daños eléctricos, que la potencia activa que se generaba tanto por la presencia de armónicos y el desequilibrio de corriente se llegaran a reducir se puede dar por terminado la propuesta de mejora continua.

## **22.5. Planteamiento de futuros proyectos en base al actual proyecto técnico**

El presente proyecto permite ser usado como un banco de datos respecto al consumo, operatividad, fallas entre otros aspectos importantes acorde a la energía eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana campus sur bloque “G” y auditorios una aplicación del presente tema “Interoperabilidad entre medidores inteligentes de energía eléctrica residencial”[22] puede permitir, brindar un control más sofisticado del consumo y ubicación de fallas en la presente red, considerando el aumento de carga y edificaciones a futuro de la universidad.

Muchas otras tecnologías se pueden aplicar para la mejora de la calidad y eficiencia energética en base a estudios como el “diseño e Implementación de un Sistema de Gestión de Energía Enfocado en el Control de Equipos y Luminarias”[23] que permita atenuar efectos negativos del sistema como los flickers que fueron encontrados en el presente proyecto y los cuales se presentan precisamente en la iluminaria del edificio y el cual es perjudicial para los estudiantes y personal de la universidad.

Para la implementación de las tecnologías antes mencionadas se debe contar con un sistema de comunicación bien desarrollado que permita realizar las mediciones y tener los datos en tiempo real con un margen de error mínimo, y de esta manera que el sistema sea óptimo y eficiente por lo cual se debe basar en estudios como “Despliegue Óptimo de Redes Inalámbricas para Medición Inteligente” [24] y de esta manera tener un sistema de calidad y eficiente.

## CONCLUSIONES

- Se procede a realizar el levantamiento de información mediante el analizar trifásico 435, el telurómetro, la cámara termográfica, secuencímetro todos estos equipos pertenecientes a la marca fluke.
- Se establece un plano general con la finalidad de facilitar el estudio de calidad y eficiencia energética del sistema eléctrico actual de la Universidad Politécnica Salesiana campus sur bloque “G” y auditorios.
- Se establece mediante la norma NEC-2017 los requerimientos para una instalación eléctrica idónea donde se debe considerar: estado del equipo, ambiente al cual fue sometido el equipo, señalización, ampacidad de los conductores, entre otros parámetros.
- Existe varias normas que se deben cumplir para tener una energía de calidad y un sistema eléctrico eficiente dentro de los cuales está la norma: EN-50160, IEC-610032, IEC-610024, IEC-610034, IEC-6100430 y la Regulación-004/01 que resume en gran cantidad estas normas en busca de la calidad eléctrica.
- La Regulación-004/01 establece que un sistema eléctrico debe cumplir con algunos parámetros como la variación de voltaje no puede ser mayor al 10% del voltaje nominal y actualmente en sistema eléctrico del bloque “G” y auditorios cuenta con un voltaje de 125.09[v] el cual no supera lo establecido, también que los huecos de tensión se encuentra en un rango de [ $>1\%$  y  $<90\%$ ] del voltaje nominal donde el sistema presenta 6 caídas de tensión y si la tensión es menor del 1% del voltaje nominal se considera que es una interrupción en este caso tenemos 2 interrupciones de acuerdo a este estudio.
- La presencia del tercer armónico en la red eléctrica del bloque “G” y de los auditorios que pertenecen a la universidad, se encuentra actualmente afectando al



neutro, produciendo un desequilibrio en la corriente y generado flickers que dañan a los estudiantes y docentes, producidos por una fuente de generación fotovoltaica.

- En un sistema trifásico equilibrado la corriente en el neutro debe ser cero, en caso de existir un armónico de grado 3, la corriente armónica de cada línea se sumará para generar una corriente considerablemente alta en el neutro, en el presente sistema el neutro llega a tener un valor de 111.341[A] y 90.17[v].
- La ampacidad para el conductor que conecta al transformador con el tablero principal TTU 2/0 de 200[v] en una agrupación de 4 conductores por línea presenta una corriente la cual es 560 [A] y la corriente máxima que presenta la línea con más carga es 184[A] por lo cual el conductor se encuentra sobre dimensionado.

## RECOMENDACIONES

- Se recomienda implementar una malla de puesta a tierra al sistema eléctrico actual de la universidad en vista que no posee, además de construir un poso de revisión para que facilite futuros proyectos o se pueda realizar el mantenimiento adecuando con mayor facilidad.
- Se recomienda realizar un plan de mantenimiento semestral o anual de todos los equipos principales que pertenecen al bloque “G” y auditorios y llevar hojas de registro que permitan evaluar el estado actual de los equipos cuando lo requiera.
- Cuando se proceda a utilizar un nuevo estudio se recomienda antes de conectar el analizador de redes trifásico, estar seguro de que tipo de conexión tenemos en el transformador ya sea este delta o estrella, además del voltaje nominal para que el analizador funcione correctamente y tome medidas y valores reales al estudio de calidad.
- Se recomienda realizar ensayos o pruebas de funcionamiento del sistema de protección simulando cortocircuitos o sobre tensiones para verificar que están funcionando correctamente, además se recomienda realizar los cambios sugeridos en el apartado de propuesta de mejora continua.
- Se recomienda cambiar la secuencia de líneas actual “R, T, S” a la de “R, S, T”, para que si en un futuro la universidad requiere conectar un grupo de generación eléctrica no exista problemas de conexión y facilite futuros estudios.
- Se recomienda realizar mediciones con el analizador trifásico fluke durante 7 días y con un intervalo de agregación de 1 minuto como lo sugiere la Regulación-004/01 con la finalidad de tener una comparativa de alta precisión con la norma establecida.
- Se recomienda realizar un estudio a profundidad de la fuente de generación fotovoltaica conecta a la red eléctrica del bloque “G” actualmente y la implicación del tercer armónico en el sistema.

## REFERENCIAS

- [1] M. Holguin, “UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA SEDE – GUAYAQUIL,” 2010.
- [2] N. E. Code, *Nfpa 70 1996*. 1996.
- [3] “¿Qué es la Ampacidad y cómo se calcula? | Viakon.” [Online]. Available: <https://viakon.com/que-es-la-ampacidad-y-como-se-calcula/>. [Accessed: 28-Jul-2020].
- [4] K. M. FLORES SÁNCHEZ, “DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA,” 2017.
- [5] B. R. Chamorro, “Calidad de Suministro Eléctrico,” pp. 1–50, 2011.
- [6] E. G. Gualpa Cando and D. A. Rubio Rubio, “Universidad técnica de cotopaxi,” *Univ. Técnica Cotopaxi Fac.*, vol. 1, p. 101, 2018.
- [7] M. Sam, A. Llombart, S. Ortiz, and F. Gomez, “61000-3-4 Harmonic-Limit Specifications,” vol. 00, no. c, pp. 1133–1136, 2000.
- [8] CONELEC, “Regulación 004/01-Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución.” p. 25, 2001.
- [9] C. Medida *et al.*, “Ra6-014,” pp. 1–20, 2008.
- [10] B. Collaborate, “Manual de uso Manual de uso,” vol. 2014, no. January, pp. 1–55, 2014.
- [11] IEEE Std 80, *Guide for Safety In AC Substation Grounding*, vol. 2000, no. February. 2000.
- [12] C. I. Eléctrica, “Revista ElectroIndustria - Uso Racional de la Energía Eléctrica.” [Online]. Available: <http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=1965>. [Accessed: 31-May-2020].
- [13] Davidgar, “ELECTROFACIL-SOLTEC.: SISTEMAS AUXILIARES DE TENSIÓN.GRUPOS ELECTRÓGENOS.” [Online]. Available: <http://electrofacil-soltec.blogspot.com/2017/04/sistemas-auxiliares-de-tensiongrupos.html>. [Accessed: 31-May-2020].
- [14] D. A. Rodríguez, “Aplicación de la termografía infrarroja como método de inspección no destructivo para el mantenimiento predictivo del proceso de extrusión de tubería en PVC.,” 2017.

- [15] A. Pcr and L. Kit, “Data Sheet Data Sheet,” *고생물학회지*, vol. 31402, no. September 2004, pp. 0–1, 2012.
- [16] “Clima promedio en Quito, Ecuador, durante todo el año - Weather Spark.” [Online]. Available: <https://es.weatherspark.com/y/20030/Clima-promedio-en-Quito-Ecuador-durante-todo-el-año>. [Accessed: 28-Jul-2020].
- [17] C. Cabezas, “(34) WEBINAR COMPLETO: Verificación de calidad eléctrica y aprovechamiento energético - YouTube,” 2017. [Online]. Available: <https://www.youtube.com/watch?v=Pv5ximOmE2o&t=514s>. [Accessed: 19-Jul-2020].
- [18] “Presencia Armónicos.” [Online]. Available: <https://mecfi.es/presencia-de-armonicos>. [Accessed: 19-Jul-2020].
- [19] C. T. T. U. Cu, C. A. W. G. Pe, and C. Norma, “CORTE TRANSVERSAL Y DIAGRAMA ( 3D ) a escala,” p. 2017, 2017.
- [20] M. Ll. A. aAngel Perez, Nicolas Bravo de Medina, *La amenaza de armónicos y sus soluciones*. .
- [21] F. Activo, “Artículo técnico AFQevo Filtro Activo Multifunción,” pp. 1–7.
- [22] M. Ruiz and M. Garcia, “Interoperabilidad entre Medidores Inteligentes de Energía Eléctrica Residencial,” *Prim. Congr. Int. y Expo Científica*, no. January 2014, p. 101, 2015.
- [23] O. Pineda, S. Espinel, and M. Ruiz, “Diseño e Implementación de un Sistema de Gestión de Energía Enfocado en el Control de Equipos y Luminarias,” *Rev. Técnica “Energía,”* vol. 16, no. 1, pp. 56–63, 2019.
- [24] S. Quishpe, M. Padilla, and M. Ruiz, “Despliegue Óptimo de Redes Inalámbricas para Medición Inteligente Optimal Deployment of Wireless Networks for Smart Metering,” no. 16, pp. 105–113, 2019.
- [25] H. Sanz, E. Duque, and S. Gómez, “Soil resistivity as a Function of frequency,” *Sci. Tech.*, vol. XVI, no. 44, pp. 1-6 p., 2010.
- [26] C. C. Ttu, “Cables CENTELSA TTU.”

## TABLAS

**Tabla 17.** Constantes de tipos de materiales[11]

Material	Conductivity (%)	Tm(0 C)	Kf
Copper,annealed soft-drawn	100.0	1083	7.00
Copper,commercial hard-drawn	97.0	1084	7.06
Copper,commercial hard-drawn	97.0	250	11.78
Copper-clad steel wire	40.0	1084	10.45
Copper-clad steel wire	30.0	1084	12.06
Copper-clad steel rod	17.0	1084	14.64
Aluminum-clad steel wire	20.3	657	17.26
Steel 1020	10.8	1510	18.39
Stainless-clad steel rod	9.8	1400	14.72
Zinc-coated steel rod	8.6	419	28.96
Stainless steel 304	2.4	1400	30.05

**Tabla 18.** Constantes de materiales[2]

Description	Material <sup>a</sup> conductivity (% IACS)	$\alpha_r$ factor <sup>a</sup> at 20 C (1/ C)	k at 0 °C (0 °C)	Fusing <sup>a</sup> tempera- -ture Tm (°C)	Resisti- -vity <sup>a</sup> at 20 °C $\rho_r$ ( $\mu\Omega$ - cm)	Therma l <sup>a</sup> capacity TCAP [J/(cm <sup>3</sup> · °C)]
Copper,annealed soft-drawn	100.0	0.003 93	234	1083	1.72	3.4
Copper,commer- -cial hard-drawn	97.0	0.003 81	242	1084	1.78	3.4
Copper-clad steel wire	40.0	0.003 78	245	1084 <sup>e</sup>	4.40	3.8
Copper-clad steel wire	30.0	0.003 78	245	1084 <sup>e</sup>	5.86	3.8
Copper-clad steel rod	17.0	0.003 78	245	1084 <sup>e</sup>	10.1	3.8
Aluminum-clad steel wire	20.3	0.003 60	258	657	8.48	3,561
Steel, 1020	10.8	0.003 77	245	1510	15.90	3.8
Stainless-clad steel rod	9.8	0.003 77	245	1400 <sup>e</sup>	17.50	4.4
Zinc-coated steel rod	8.6	0.003 20	293	419 <sup>e</sup>	20.10	3.9
Stainless steel, 304	2.4	0.003 30	749	1400	72.00	4.0

**Tabla 19.** Factor de decremento [11]

Fault duration, $t_f$		Decrement factor, $D_f$			
Seconds	Cycles at 60 Hz	X/R = 10	X/R = 20	X/R = 30	X/R = 40
0.008 33	0.5	1,576	1,648	1,675	1,688
0.05	3	1,232	1,378	1,462	1,515
0.10	6	1,125	1,232	1,316	1,378
0.20	12	1,064	1,125	1,181	1,232
0.30	18	1,043	1,085	1,125	1,163
0.40	24	1,033	1,064	1,095	1,125
0.50	30	1,026	1,052	1,077	1,101
0.75	45	1,018	1,035	1,052	1,068
1.00	60	1,013	1,026	1,039	1,052

**Tabla 20.** Resistividad del terreno[25]

Tipo de terreno	Resistividad del terreno $\rho$ [ $\Omega\text{m}$ ]	
	Margen de valores	Valor medio
Terreno pantanoso	2 - 50	30
Barro mezclado con paja	2 - 200	40
Terreno fangoso y arcilloso, humus	20 - 260	100
Arena y terreno arenoso	50 - 3.000	200 (húmedo)
Turba	> 1.200	200
Grava (húmeda)	50 - 3.000	1.000 (húmedo)
Terreno pedregoso y rocoso	100 - 8.000	2.000
Hormigón: 1 parte de cemento + 3 partes de arena	50 - 300	150
1 parte de cemento + 5 partes de grava	100 - 8.000	400

**Tabla 21.** Filamentos del conductor[25]

Conducto Size		Number of Strands		
		Copper		Aluminum
AWG or kcmil	mm <sup>2</sup>	ClassB <sup>a</sup>	Class C	ClassB <sup>a</sup>
16	1.3	26	-	-
14 - 2	2.1 - 33.6	7	19	7 <sup>c</sup>
1 - 4/0	42.4 - 107	19	37	19
250 - 500	127 - 253	37	61	37
600 - 1000	304 - 508	61	91	61
1250 - 1500	635 - 759	91	127	91
1750 - 2000	886 - 1016	127	271	127

**Tabla 22.** Agrupamiento de conductores, corriente 310.15(b)3(a)[2]

Number of Conductors 1	Percent of Values in
	Table 310.15 (B) (16) Through
	Table 310.15 (B) (19) as Adjusted
	for Ambient Temperature if Necessary
<b>4 - 6</b>	80
<b>7 - 9</b>	70
<b>10 - 20</b>	50
<b>21 -30</b>	45
<b>31 - 40</b>	40
<b>41 and above</b>	35

**Tabla 23.** Rango de temperatura de conductores 310.15(b) (16)[2]

Size AWG or kcmil	Temperatura Rating of Conductor [See Table 310.104 (A).]						Size AWG or kcmil
	60 °C (140°F)	75 °C (167°F)	90 °C (194°F)	60 °C (140°F)	75 °C (167°F)	90 °C (194°F)	
	Types TW, UF	Types RHW, THHW, USE, ZW	Types TBS, SA, SIS, FEP, FEPB, MI, RHH, RHW-2, THHN, THHW, THWN, THW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	Types TW, UF	Types RHW, THHW, THW, THWN, XHHW, USE	Types TBS, SA, SIS, THHN, THHW, THW-2, THWN-2, RHH, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	
	COPPER			ALUMINUM OR COPPER-CLAD ALUMINUM			
<b>6</b>	55	65	75	40	50	55	6
<b>4</b>	70	85	95	55	65	75	4
<b>3</b>	85	100	115	65	75	85	3
<b>2</b>	95	115	130	75	90	100	2
<b>1</b>	110	130	145	85	100	115	1
<b>1/0</b>	125	150	170	100	120	135	1/0
<b>2/0</b>	145	175	195	115	135	150	2/0
<b>3/0</b>	165	200	225	130	155	175	3/0
<b>4/0</b>	195	230	260	150	180	205	4/0

**Tabla 24.** Características cable TTu 2000 [26].

CABLE CENTELSA TTU Cu 75° C 2kV PE/PVC EXTRADESIZABLE										
Datos Generales					Datos Eléctricos			Datos de Instalación		
Calibre	Área del conductor Aproximado	Espesor de Aislamiento	Espesor de Cubierta	Diámetro Externo Aproximado	Peso Total Aproximado	Resistencia Eléctrica DC Aproximado a 20°C	Capacidad Máxima de Corriente -1	Capacidad Máxima de Corriente -2	Radio mínimo de Curvatura	Tensión Máxima de Halado
AWG/kcmil	mm <sup>2</sup>	mm	mm	mm	kg/km	ohm/km	A	A	mm	kg-f
<b>4</b>	21.15	1.40	0.64	9.99	253	0.83	85	125	40	148
<b>2</b>	33.63	1.40	0.64	11.48	379	0.52	115	170	46	235
<b>1/0</b>	53.51	1.65	0.76	13.97	588	0.33	150	230	56	375
<b>2/0</b>	67.44	1.65	0.76	15.06	725	0.26	175	265	61	472
<b>3/0</b>	85.03	1.65	0.76	16.29	896	0.21	200	310	66	595
<b>4/0</b>	107.22	1.65	0.76	17.68	1110	0.16	230	360	71	751

**Tabla 25.** Temperatura de conductores, factor de corrección por temperatura [2].

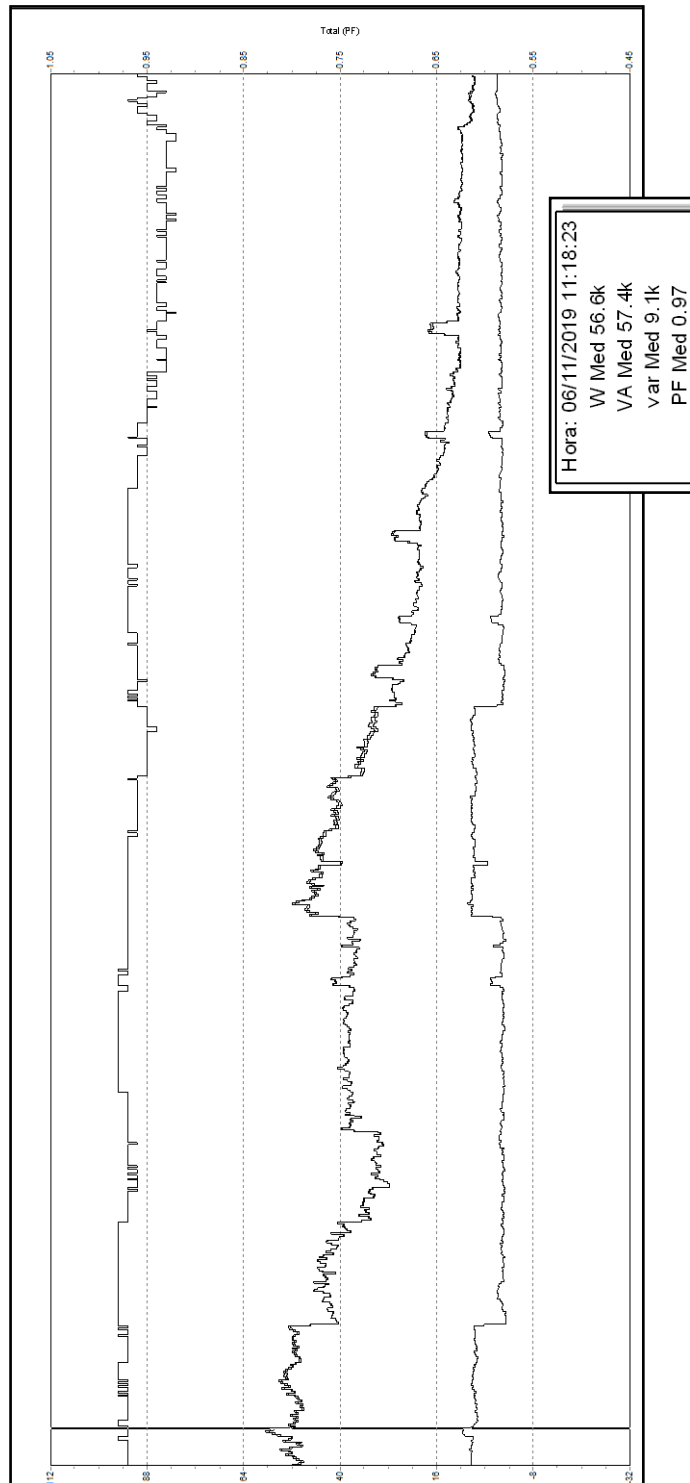
<b>For ambient temperatures other than 30°C (86°F), multiply the allowable ampacities specified in the ampacity tables by the appropriate correction factor shown below</b>				
<b>Ambient Temperature (°C)</b>	<b>Temperature Rating of Conductor</b>			<b>Ambient Temperature (°F)</b>
	60°C	75°C	90°C	
<b>10 or less</b>	1.29	1.20	1.15	<b>50 or less</b>
<b>11 - 15</b>	1.22	1.15	1.12	<b>51 - 59</b>
<b>16 - 20</b>	1.15	1.15	1.08	<b>60 - 68</b>
<b>21 - 25</b>	1.08	1.05	1.04	<b>69 - 77</b>
<b>26 - 30</b>	1.00	1.00	1.00	<b>78 - 86</b>
<b>31 - 35</b>	0.91	0.94	0.96	<b>87 - 95</b>
<b>36 - 40</b>	0.82	0.88	0.91	<b>96 - 104</b>
<b>41 - 45</b>	0.71	0.82	0.87	<b>105 - 113</b>
<b>46 - 50</b>	0.58	0.75	0.82	<b>114 - 122</b>
<b>51 - 55</b>	0.41	0.67	0.76	<b>123 - 131</b>
<b>56 - 60</b>	-	0.58	0.71	<b>132 - 140</b>
<b>61 - 65</b>	-	0.47	0.65	<b>141 - 149</b>
<b>66 - 70</b>	-	0.33	0.58	<b>150 - 158</b>
<b>71 - 75</b>	-	-	0.50	<b>159 - 167</b>
<b>76 - 80</b>	-	-	0.41	<b>168 - 176</b>
<b>81 - 85</b>	-	-	0.29	<b>177 - 185</b>



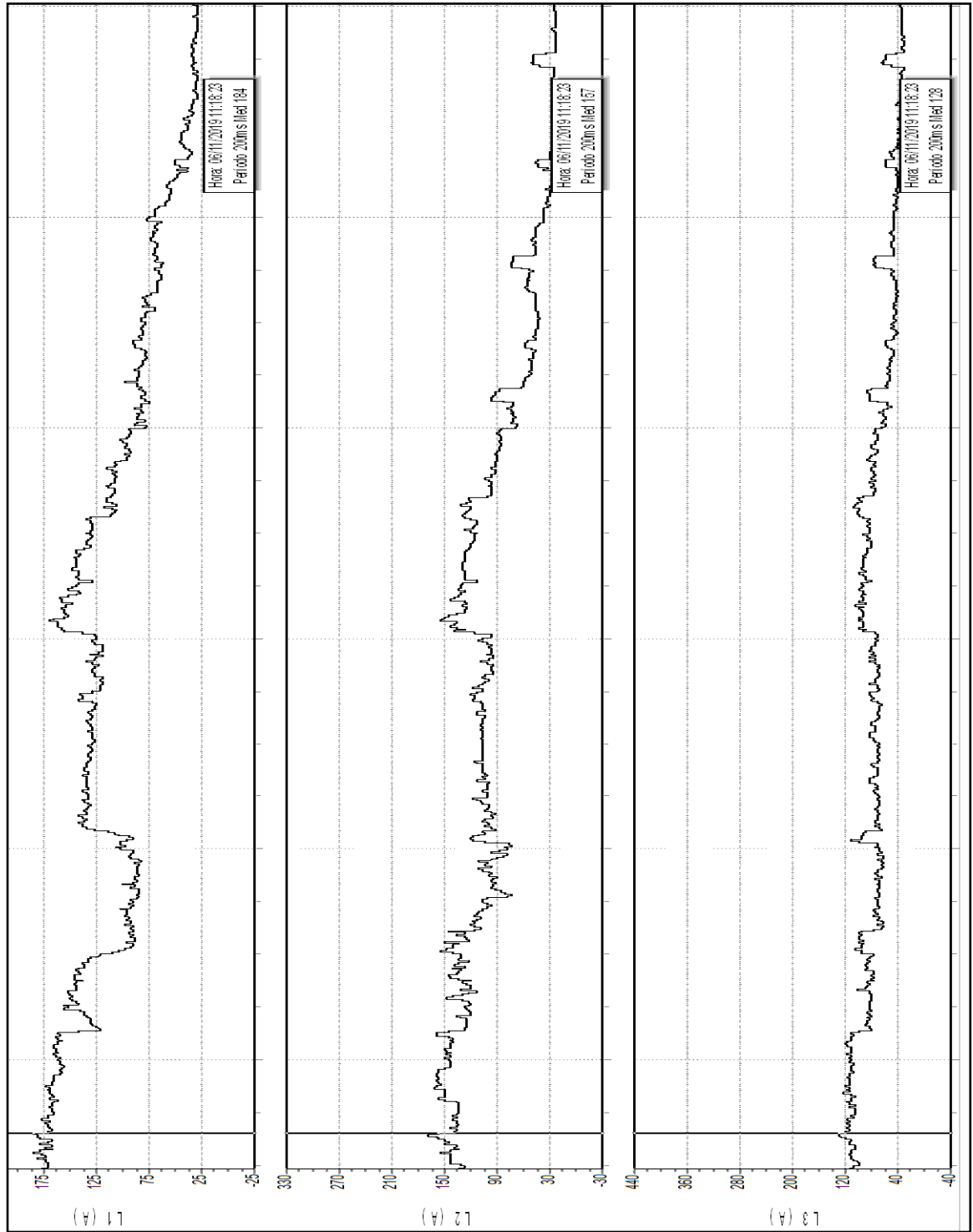
## ANEXOS

### 1. Anexo 1. Datos de dispositivos de medición

Anexo 2.1. Captura de los resultados de potencia activa, reactiva, aparente obtenidos mediante el analizar fluke del sistema eléctrico del día miércoles a analizar.



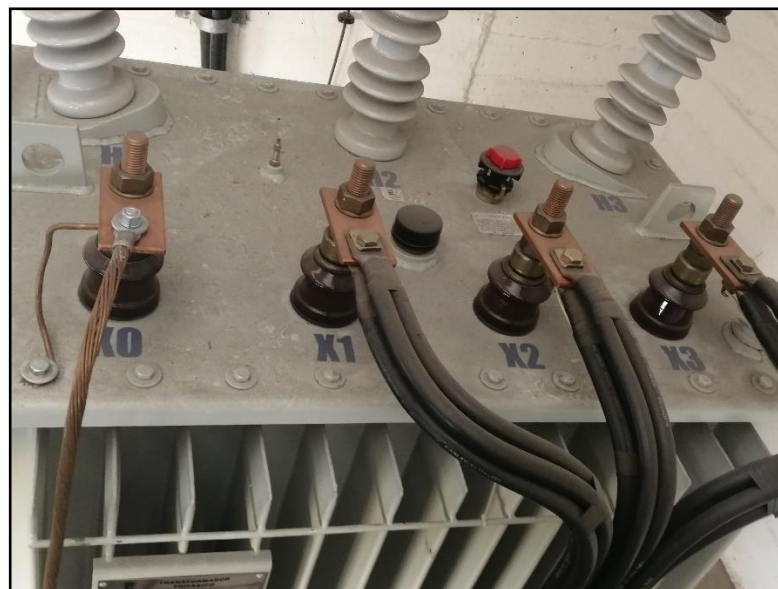
**Anexo 2.2. Resultado de voltaje de la 11, 12, 13 obtenidos mediante el analizar fluke del sistema eléctrico del día miércoles a analizar**



**2. Anexo 2: Transformador, trabajo de campo**



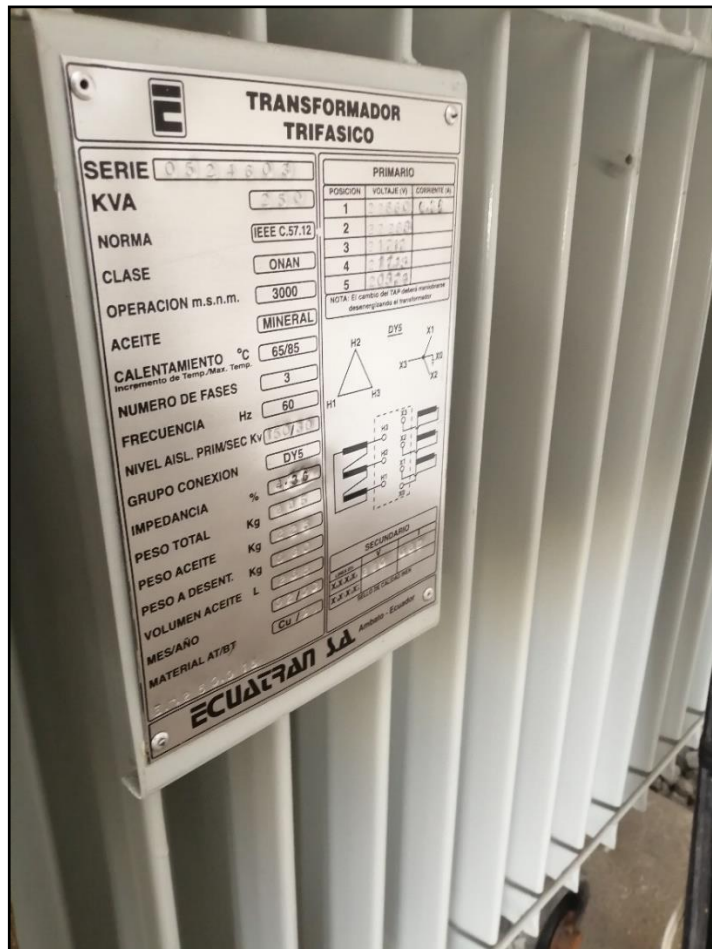
**Anexo 2.1.** Transformador general.



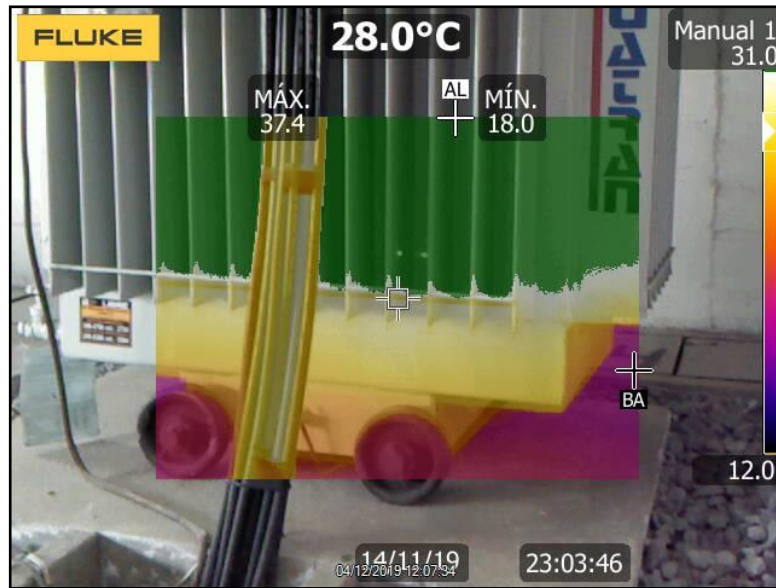
**Anexo 2.2.** Transformador conexión de baja tensión.



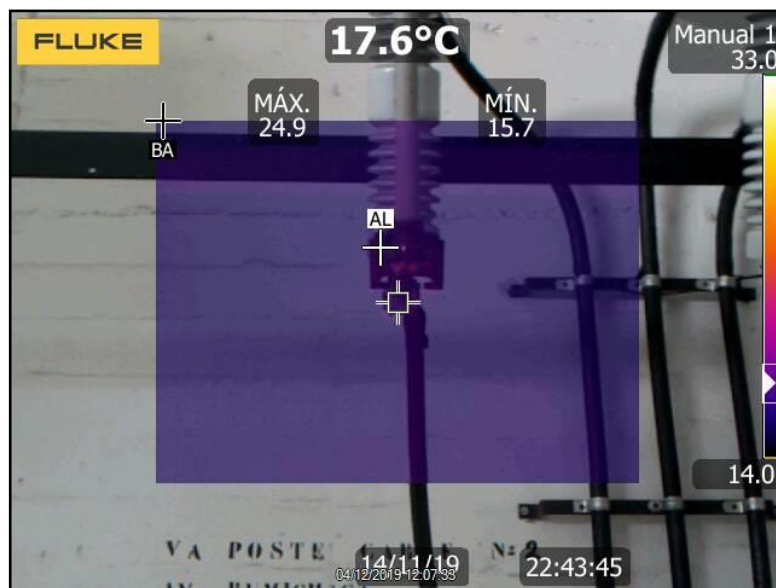
**Anexo 2.3.** Canalización para los conductores del transformador a la barra.



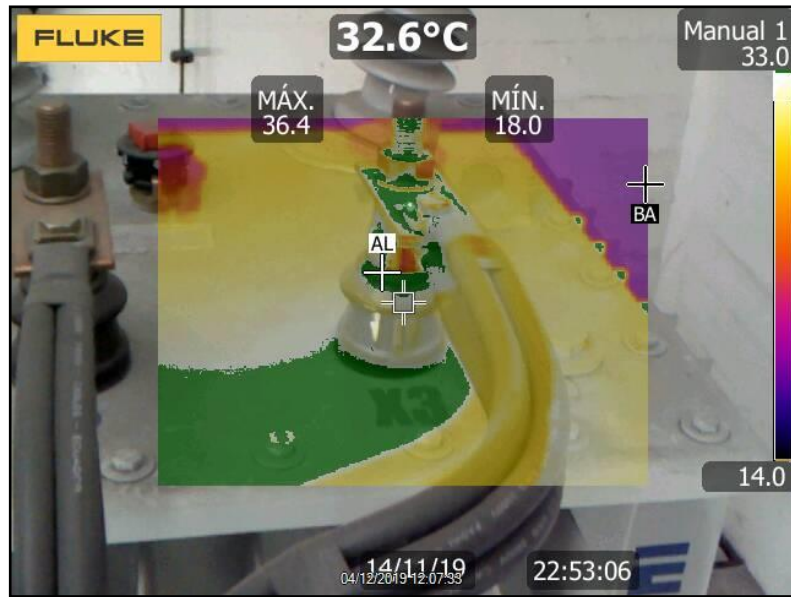
**Anexo 2.4.** Placa de datos del transformador.



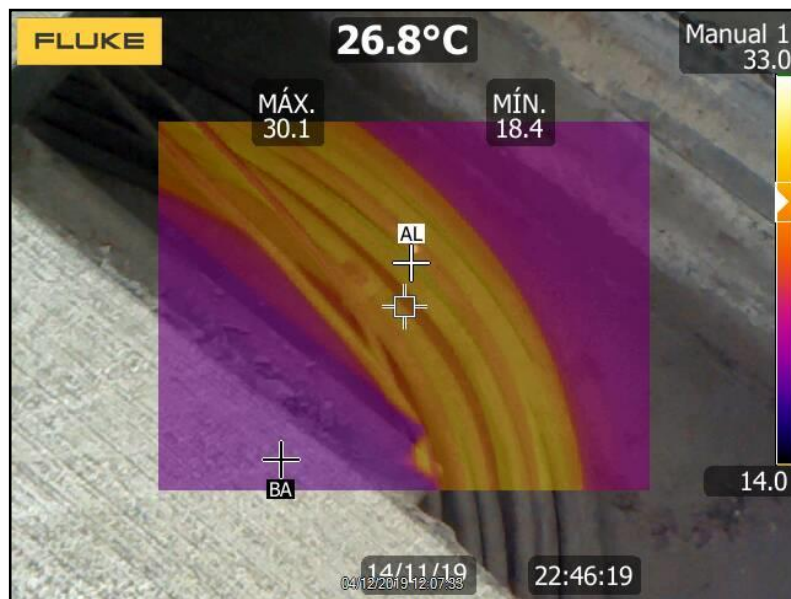
**Anexo 2.5.** Temperatura del transformador



**Anexo 2.6.** Bushings de conexión alimentación a los transformadores, EEQ-UPS.



**Anexo 2.7.** Temperatura en los terminales de baja tensión del transformador.



**Anexo 2.8.** Temperatura de los conductores en la canalización.



**Anexo 2.9.** Temperatura interruptor línea R.

**3. Anexo 3: Grupo electrógeno, trabajo de campo**



**Anexo 3.1.** Panel de control del generador.



**Anexo 3.2.** Datos del generador de V,I



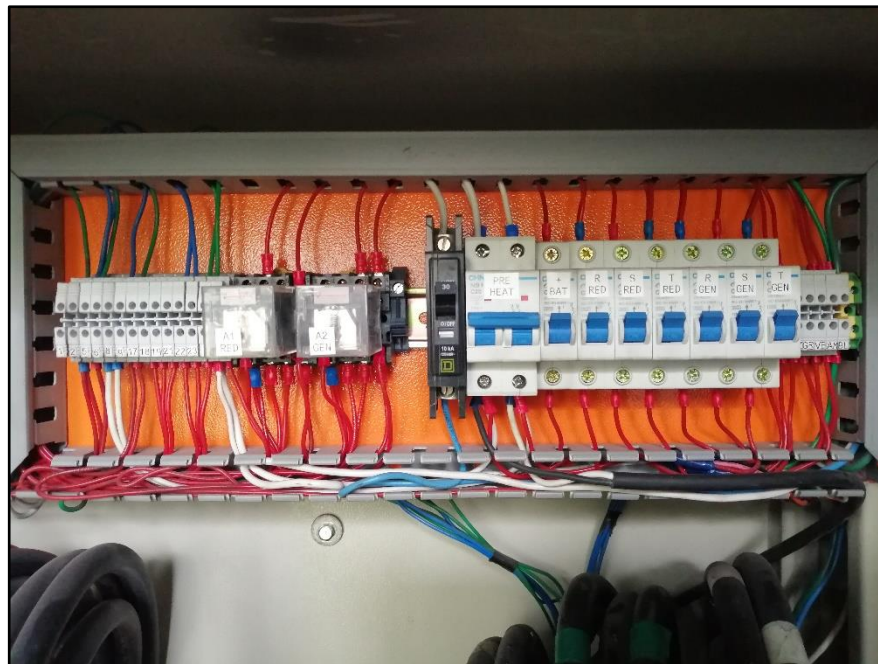
**Anexo 3.3.** Interruptor principal del generador.





**Anexo 3.4.** Análisis térmico del interruptor principal del generador.

**4. Anexo 4: Sistema de transferencia automática, trabajo de campo**



**Anexo 4.1.** Sistema de comunicación del ATS.



**Anexo 4.2.** Puesta a tierra y neutro del ATS.



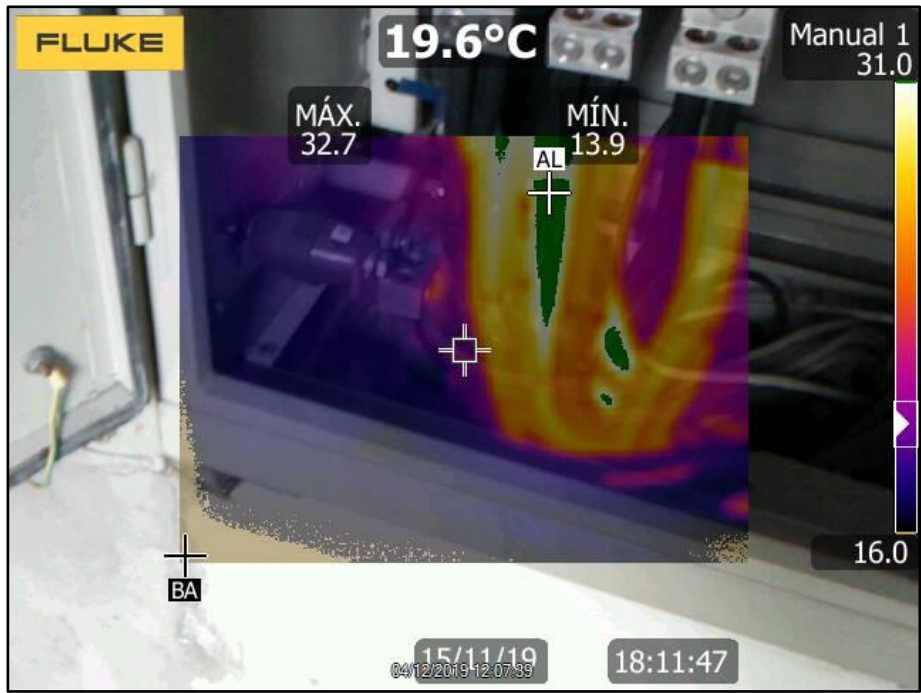
**Anexo 4.3.** Sistema de comunicación del ATS.



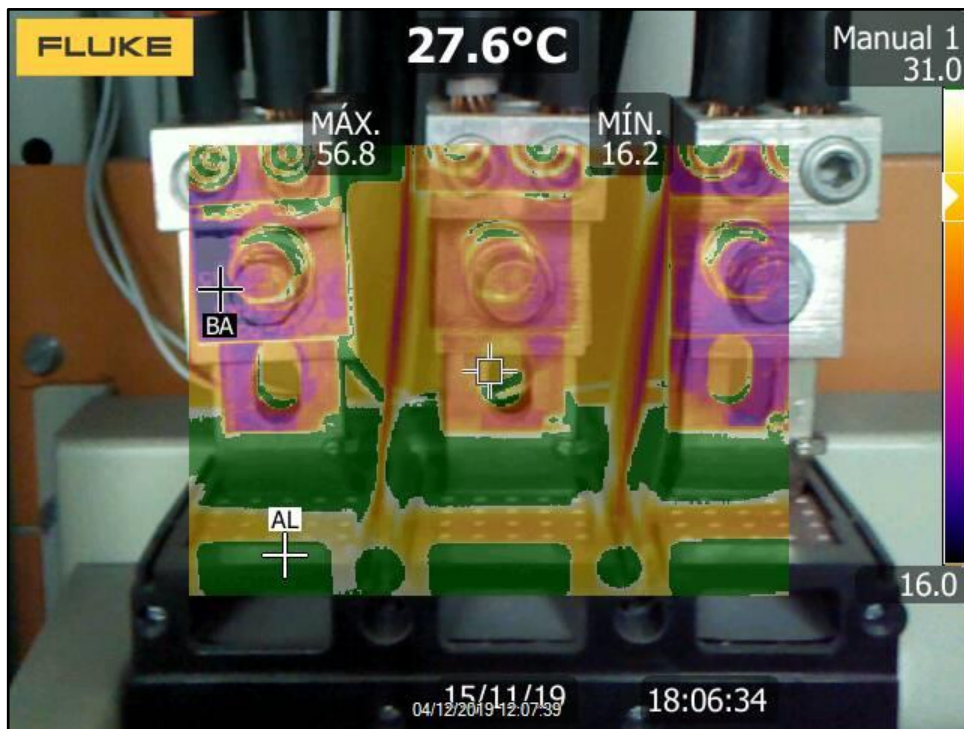
**Anexo 4.4.** Análisis térmico del neutro del ATS.



**Anexo 4.5.** Análisis térmico de la entrada del transformador al ATS.



Anexo 4.6. Análisis térmico de la puesta a tierra.



Anexo 4.7. Análisis térmico de 11, 12, 13.



Anexo 4.8. Análisis térmico de la entrada del generador al ATS.



Anexo 4.9. Análisis térmico salida del ATS al bloque "G".

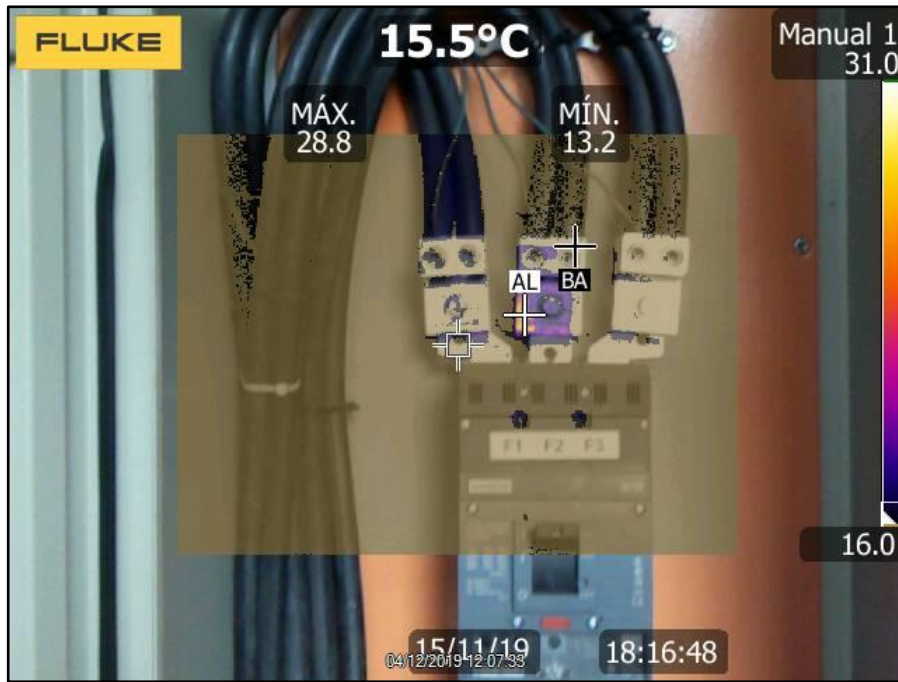
5. **Anexo 5: Tablero de distribución principal, trabajo de campo.**



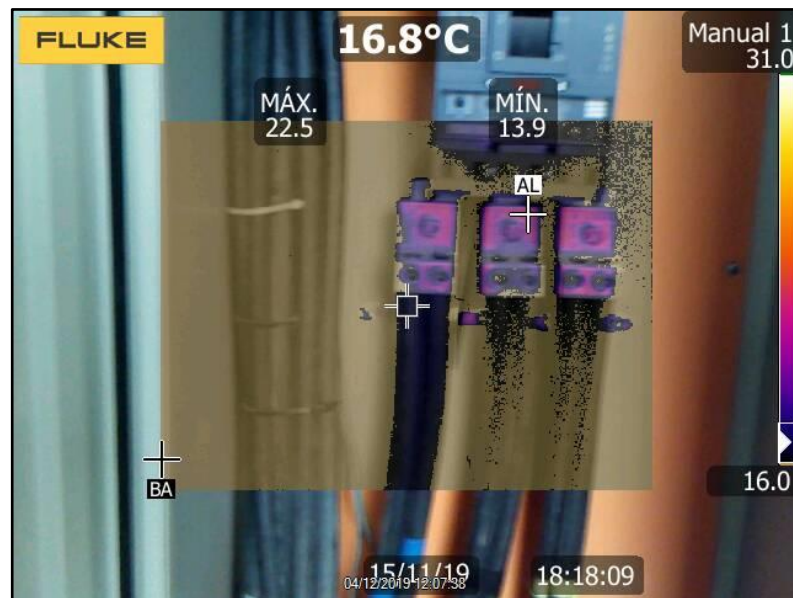
**Anexo 5.1.** Entrada del 11, 12, 13 al interruptor principal del bloque "G".



**Anexo 5.2.** Salida 11, 12, 13 al interruptor principal del bloque "G".



**Anexo 5.3.** Análisis térmico entrada al interruptor principal del bloque g



**Anexo 5.4.** Análisis térmico, salida del interruptor principal del bloque "G".

**6. Anexo 6: Tableros de distribución secundarios, trabajo de campo.**

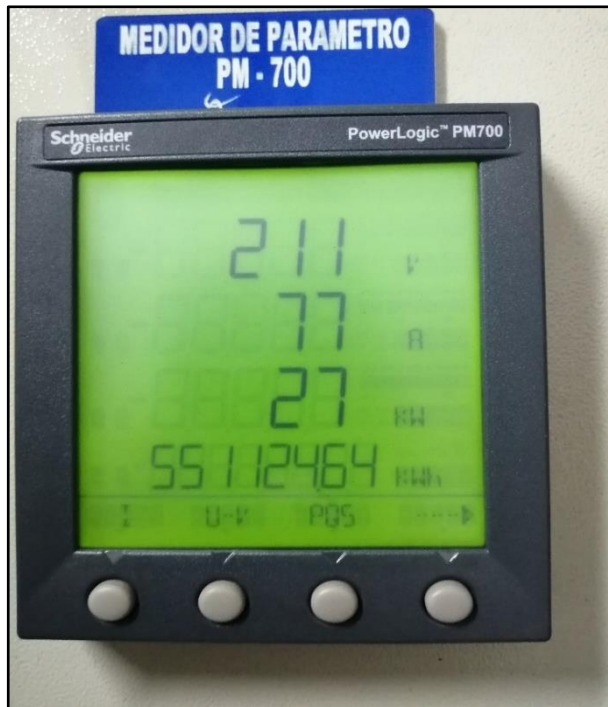


**Anexo 6.1.** Tablero secundario del bloque “G”



**Anexo 6.2.** Interruptor principal del tablero secundario del bloque “G”.





Anexo 6.3. V, I, P tablero secundario del bloque "G".



Anexo 6.4. Interruptor del tablero de distribución del auditorio.



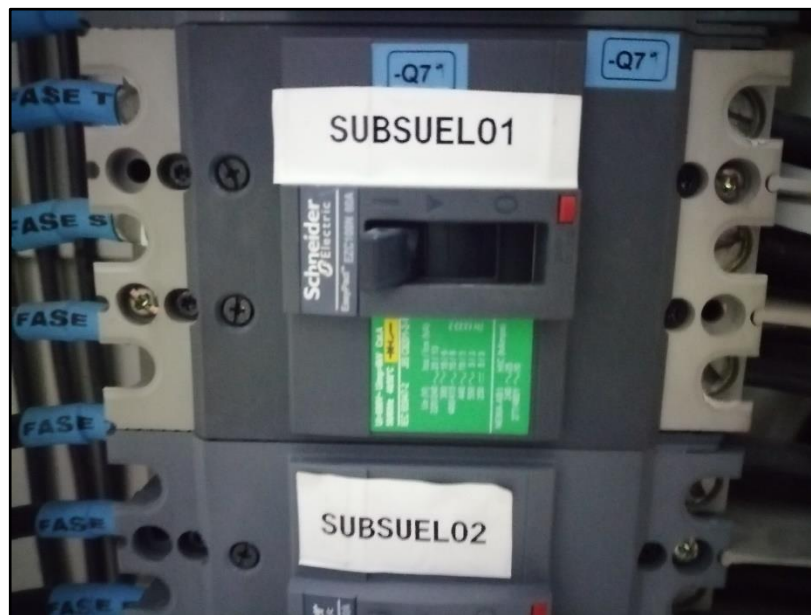
**Anexo 6.5.** Interruptor del tablero secundario de la distribución de ventilación.



**Anexo 6.6.** Interruptor del elevador, tablero secundario del bloque "G".



**Anexo 6.7.** Interruptor del tablero secundario de control y comunicación del bloque “G”.



**Anexo 6.8.** Interruptor del tablero secundario de subsuelo 1 y 2 del bloque “G”.



**Anexo 6.9.** Interruptor del tablero secundario de geotecnia del bloque "G".



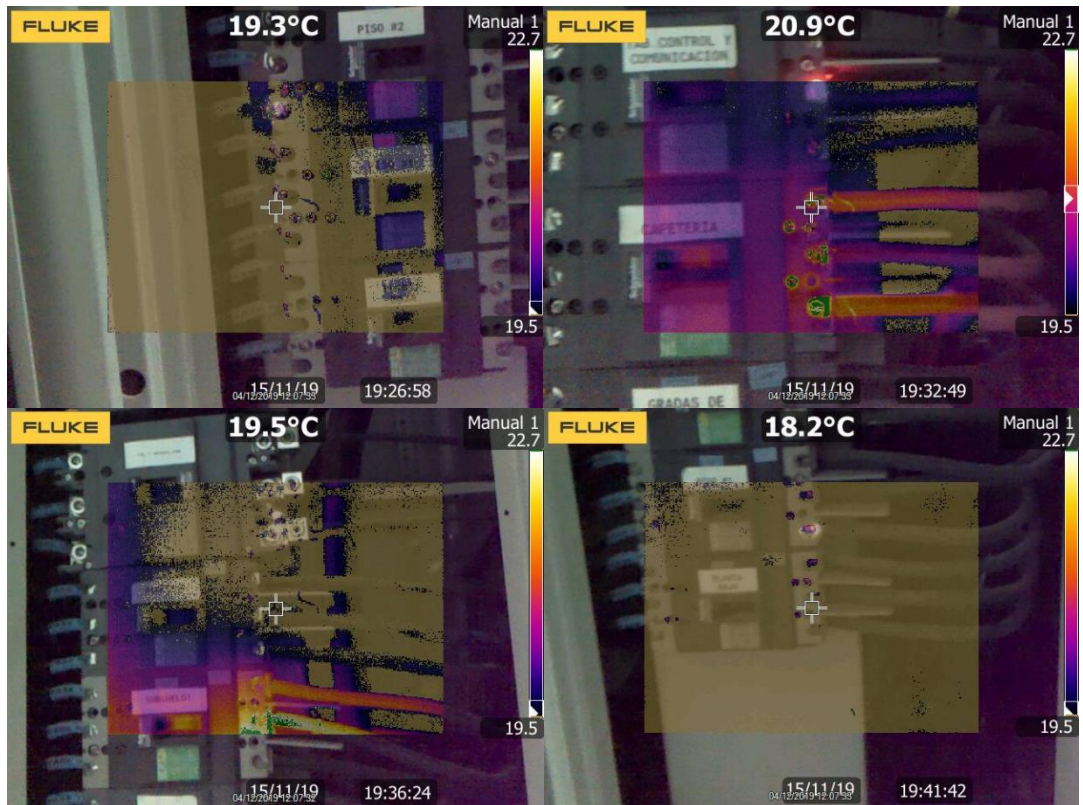
**Anexo 6.10.** Tablero secundario de los auditorios.



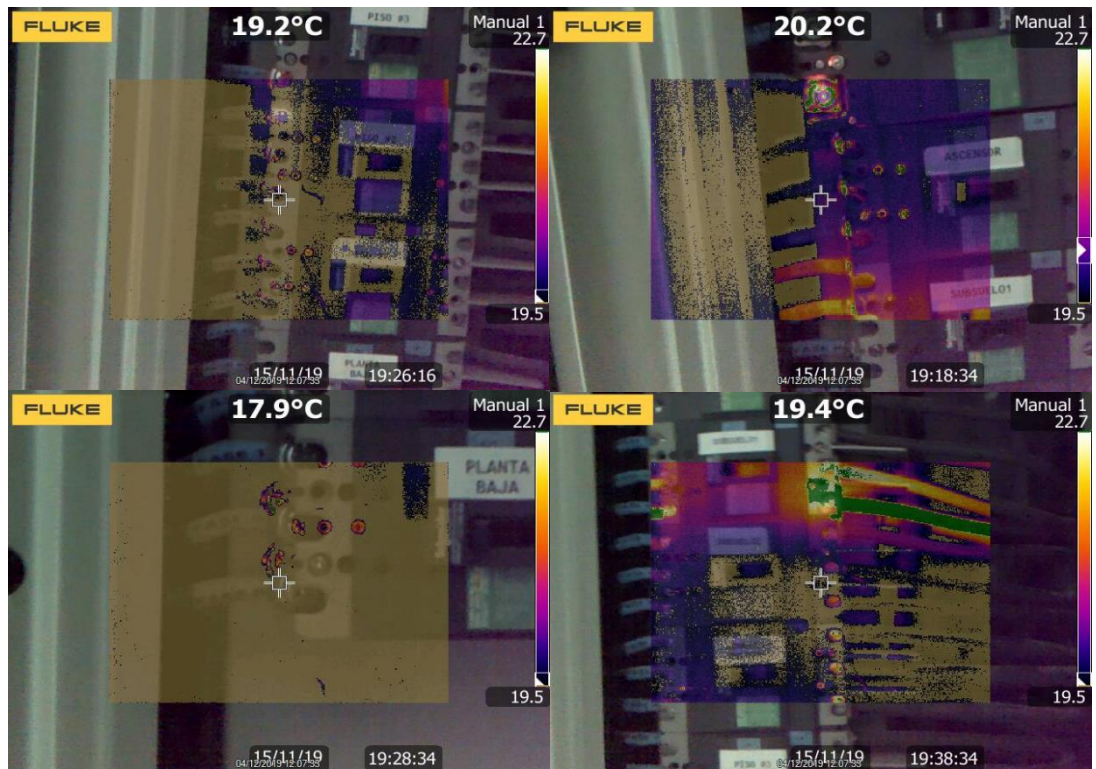
**Anexo 6.11.** Tablero secundario de los auditorios, ventilación.



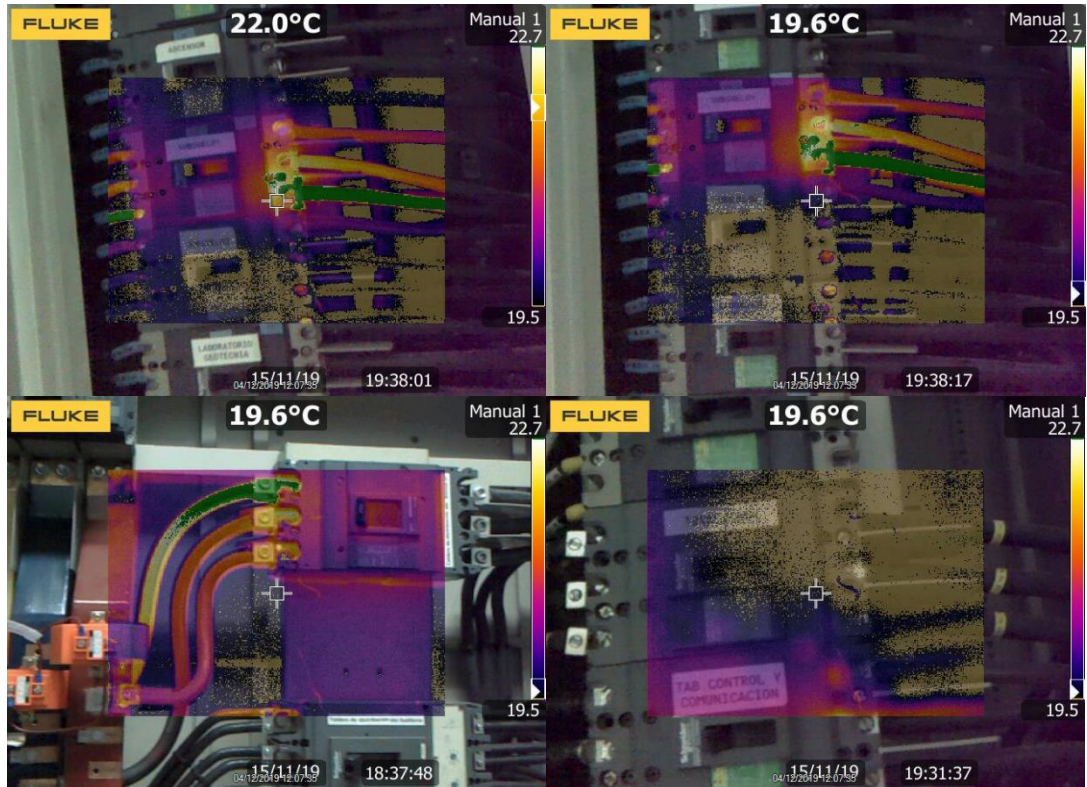
**Anexo 6.12.** Tablero secundario de los auditorios, fuerza e iluminación.



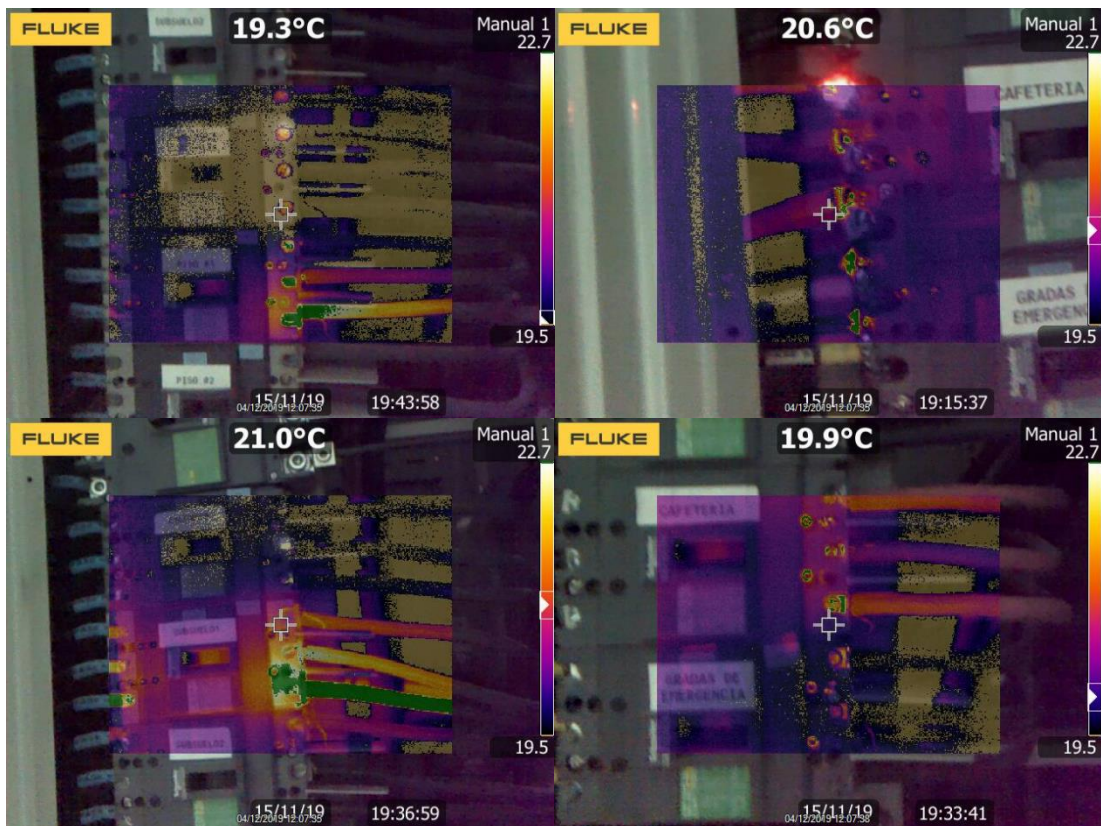
Anexo 6.13. Análisis térmico tablero secundario bloque "G".



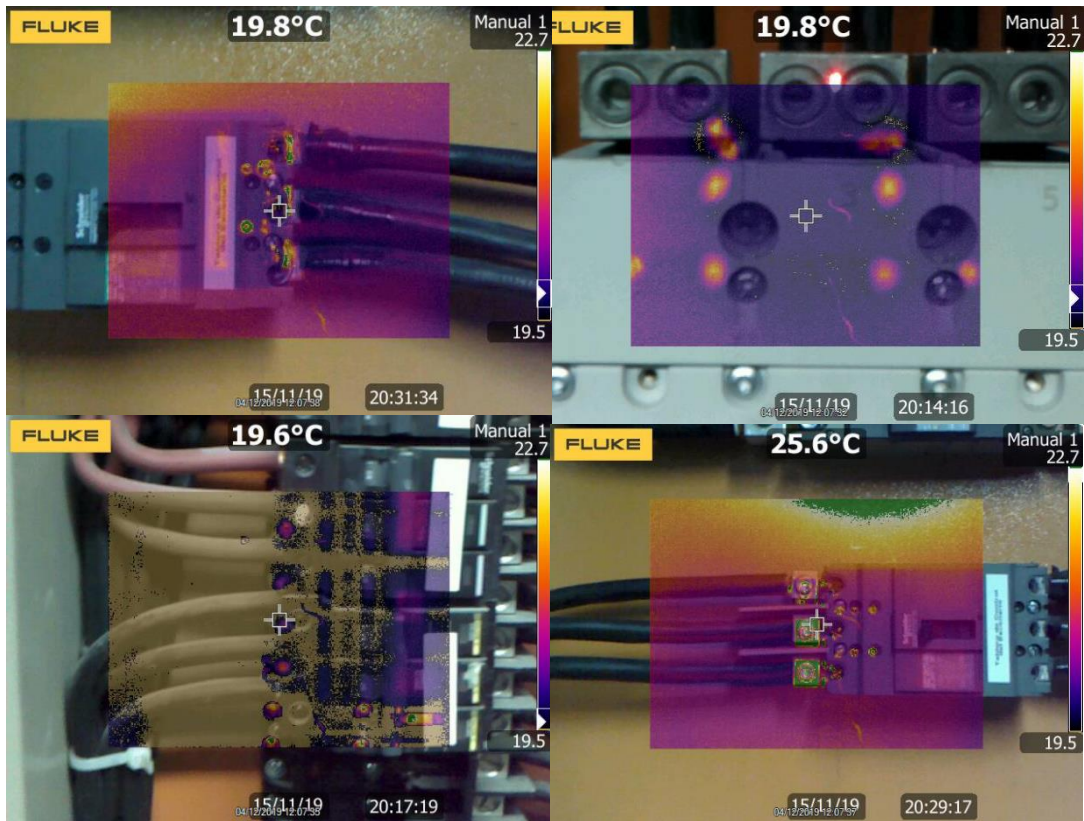
Anexo 6.14. Análisis térmico tablero de distribución bloque "G".



**Anexo 6.15.** Análisis térmico tablero de distribución bloque “G”.

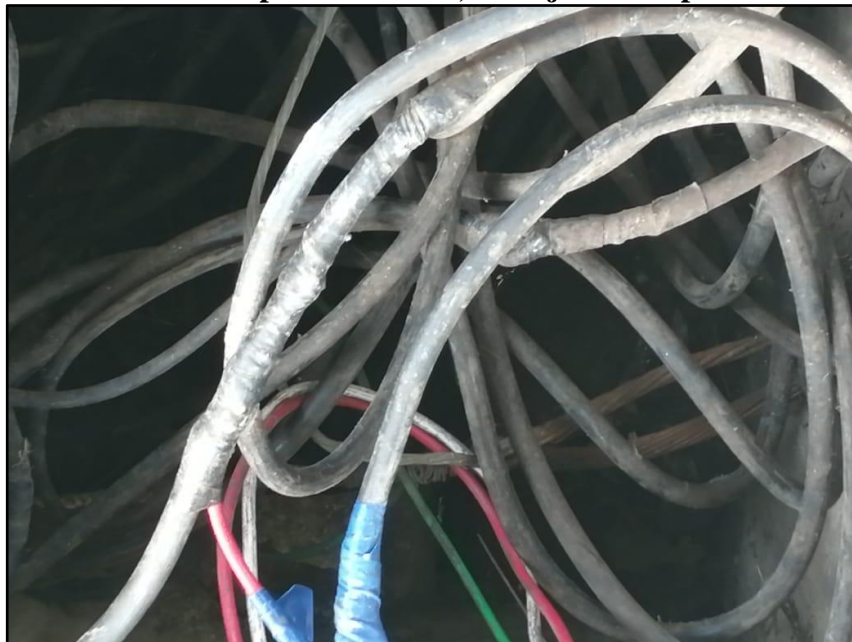


**Anexo 6.16.** Análisis térmico tablero de distribución bloque “G”.



**Anexo 6.17.** Análisis térmico tablero de distribución secundario del auditorio.

**7. Anexo 7: Sistema de puesta a tierra, trabajo de campo**



**Anexo 7.1.** Puesta a tierra. pozo de revisión





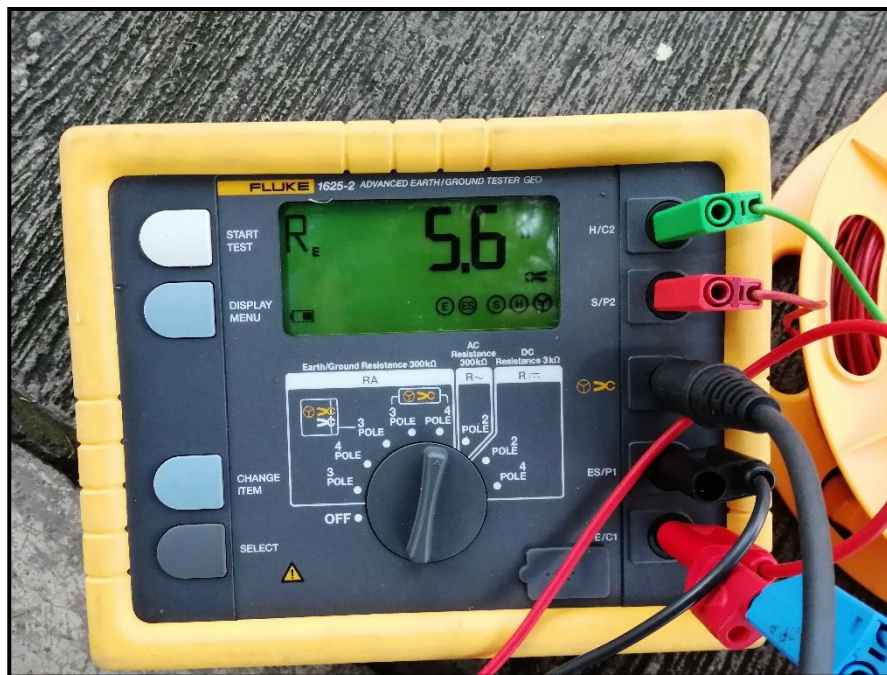
**Anexo 7.2.** Puesta a tierra. ubicación de varilla



**Anexo 7.3.** Puesta a tierra. dentro del tubo PVC que protege la puesta a tierra.

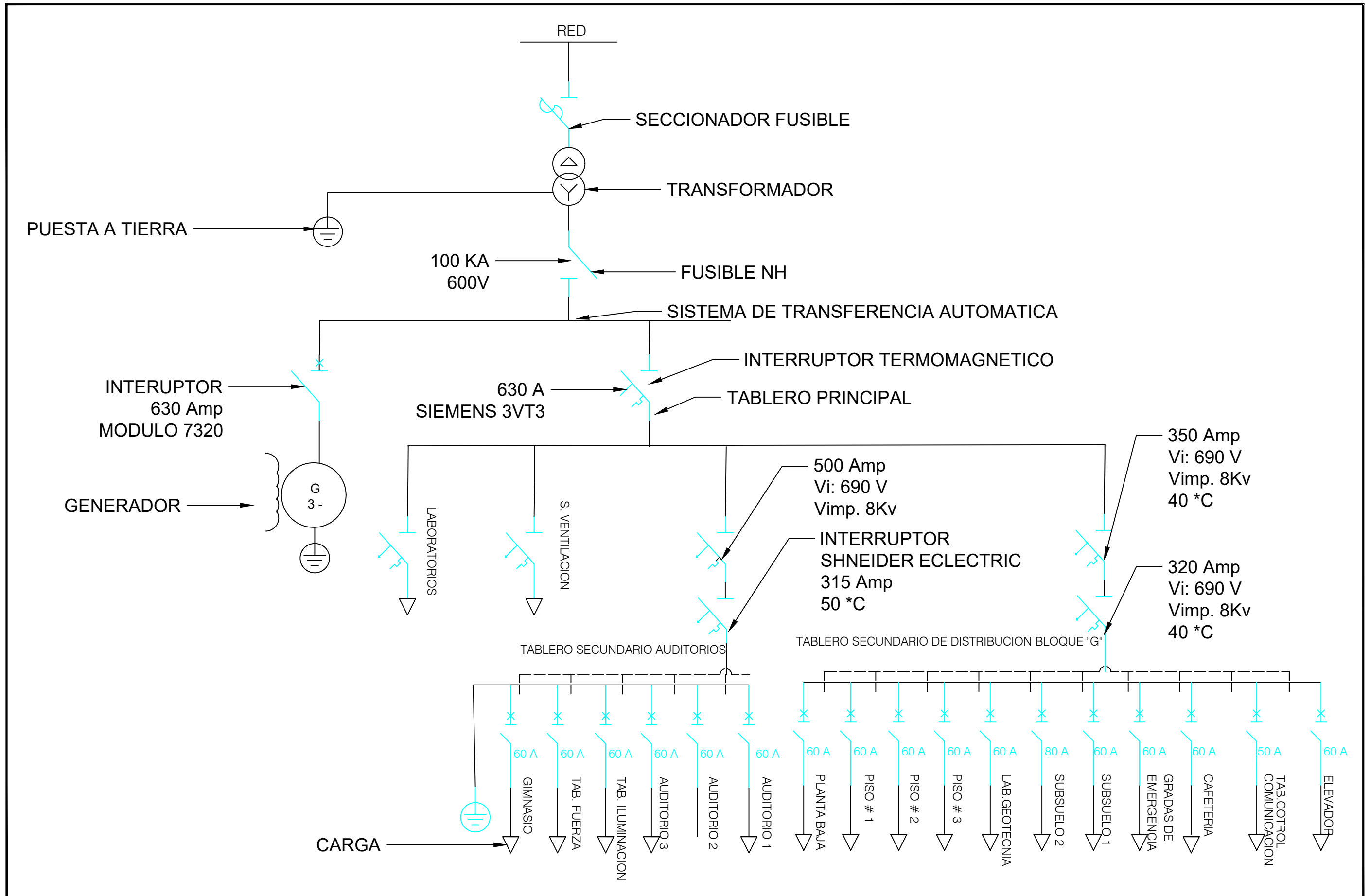


**Anexo 7.4.** Puesta a tierra. medición para diseño.

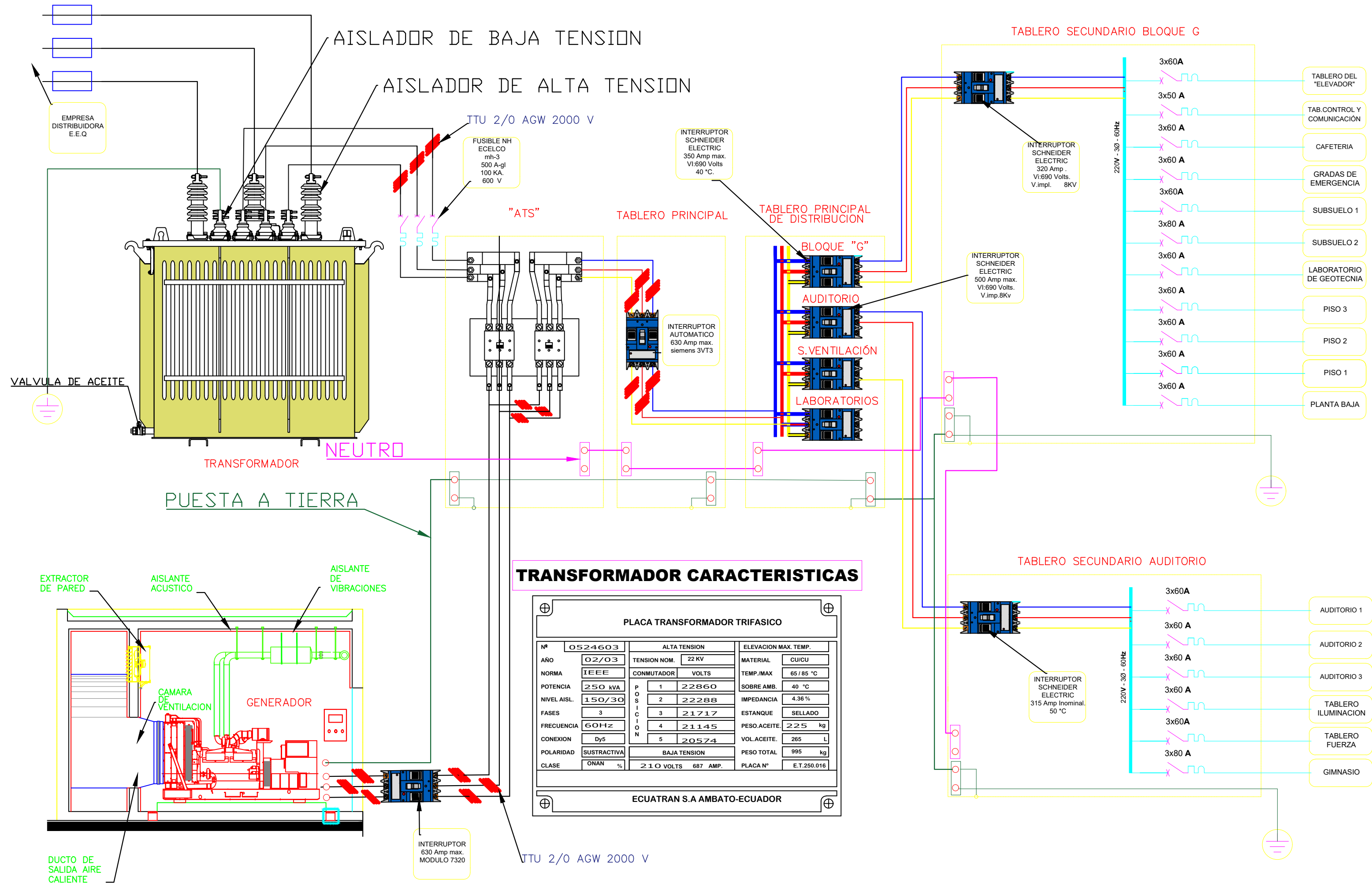


**Anexo 7.5.** Resistencia de puesta a tierra.

- 8. Anexo 8: Planos del sistema eléctrico de la universidad politécnica salesiana campus sur bloque “G” y auditorios.**



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA		FACULTAD DE INGENIERIA		ESCALA :	FECHA : JULIO DEL 2020	NOTA
PC Nº 1	TITULO : PLANO GENERAL DEL SISTEMA ELECTRICO DE LA UNIVERSIDAD BLOQUE "G" Y AUDITOIOS UNIFILAR			NOMBRE : COLLAGUAZO PEDRO JAVIER		
	CURSO : PROYECTO TÉCNICO			SECCION : TRANSFORMADOR,ATS,GENRADOR,ETC		
			Profesor : MSC. MILTON RUIZ			



**TRANSFORMADOR CARACTERISTICAS**

PLACA TRANSFORMADOR TRIFASICO			
Nº	0524603	ALTA TENSION	ELEVACION MAX. TEMP.
AÑO	02/03	TENSION NOM.	22 KV
NORMA	IEEE	CONMUTADOR	VOLTS
POTENCIA	250 kVA	1	22860
NIVEL AISL.	150/30	2	22288
FASES	3	3	21717
FRECUENCIA	60Hz	4	21145
CONEXION	Dy5	5	20574
POLARIDAD	SUSTRACTIVA	BAJA TENSION	
CLASE	ONAN %	210 VOLTS	687 AMP.
		MATERIAL	CU/CU
		TEMP. MAX	65 / 85 °C
		SOBRE AMB.	40 °C
		IMPEDANCIA	4.36 %
		ESTANQUE	SELLADO
		PESO ACEITE	225 kg
		VOL. ACEITE	265 L
		PESO TOTAL	995 kg
		PLACA Nº	E.T.250.016
EQUATRAN S.A AMBATO-ECUADOR			