

ESTUDIO TÉCNICO DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS EN LA ESTACIÓN
DE RADIO DE LA EMISORA DE LA UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE
SANTANDER FRECUENCIA FM PARA LA PROTECCIÓN DE EQUIPOS
SENSIBLES ANTE SOBRETENSIONES TRANSFERIDAS ASOCIADAS A
DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

ÁLVARO ENRIQUE ACEVEDO CUADROS
EDGAR LEONARDO GOMEZ VASQUEZ
LICETH CRISTINA MOSQUERA GALVIS

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

2011

ESTUDIO TÉCNICO DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS EN LA ESTACIÓN
DE RADIO DE LA EMISORA DE LA UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE
SANTANDER FRECUENCIA FM PARA LA PROTECCIÓN DE EQUIPOS
SENSIBLES ANTE SOBRETENSIONES TRANSFERIDAS ASOCIADAS A
DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

ÁLVARO ENRIQUE ACEVEDO CUADROS
EDGAR LEONARDO GOMEZ VASQUEZ
LICETH CRISTINA MOSQUERA GALVIS

Proyecto de grado presentado como requisito para optar
al título de Ingeniero Electricista

Director:

Ing. CIRO JURADO JEREZ

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

2011

A Dios,

Por permitirme lograr este objetivo.

A mis padres, hermano y demás familiares,

Por su apoyo incondicional.

A mis amigos,

Por su ayuda en la obtención de esta meta.

A Liceth Mosquera

Por ayudarme a salir adelante en los momentos más difíciles.

Álvaro Enrique Acevedo Cuadros

*A Dios en Acción de Gracias,
A Gladys mi hermana, por su incondicional apoyo
A mis hermanos y demás familiares,
A mi mamá y papá con todo el corazón
Por haberme dejado las mejores enseñanzas,
A mis amigos que me ayudaron en este proceso,
A las personas que desinteresadamente me brindaron su apoyo y cariño.*

Edgar Leonardo Gómez Vásquez

*A Dios por haberme dado sabiduría, fortaleza, salud y coraje
A mi mami,
Que nunca desistió y nos enseñó a no desfallecer ante las adversidades.
A mis hermanos, sobrinas y demás familiares,
Por ser mis pilares.
A mis amigos,
Que compartieron esta etapa de mi vida.
A Alvaro Acevedo,
Por el amor que me ha dado y por su gran apoyo incondicional.*

Liceth Cristina Mosquera Galvis

AGRADECIMIENTOS

Los autores del presente proyecto expresan sus más sinceros agradecimientos a:

A Dios, por sus bendiciones al permitir la realización de este proyecto superando obstáculos e inconvenientes presentados en el camino.

A Ciro Jurado Jerez, Ingeniero Electricista UIS y Director del Proyecto, por su tiempo, paciencia, sus valiosas orientaciones y profesionalismo.

A José Alejandro Amaya Palacio, Ingeniero Electricista UIS y Codirector del Proyecto, por su colaboración y apoyo para el desarrollo del proyecto.

A Iván Hurtado, Director del departamento de comunicaciones UIS, por su colaboración al facilitarnos el acceso a la estación de radio FM UIS.

A Juan Acero, Ivan Catellanos, al Señor Reinaldo y al ingeniero Ivan Rojas, Miembros de planta física de la UIS, por facilitarnos la movilización hacia la estación de radio FM UIS y por la ayuda en el estudio técnico de las instalaciones eléctricas de la misma.

A Rubén Darío Cruz Rodríguez, Director de Escuela.

A cada uno de los miembros docentes de la escuela que contribuyeron en la formación académica de cada uno de los miembros del proyecto.

A la escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones por el préstamo de los equipos necesarios para llevar a cabo este trabajo, con especialidad a Gustavo Latorre.

ABREVIATURAS

ANSI:	Instituto Nacional Americano de Estandarización (American National Standards Intitute.)
AWG:	American Wire Gage (galga Americana).
B.T:	Baja tensión
C.A:	Corriente Alterna
C.C:	Corriente Continua
CEI:	Comisión Electrotécnica Internacional (International Electrotechnical Commission)
E.P.M:	Empresas Públicas de Medellín
ESSA:	Electrificadora de Santander S.A.
Fp:	Factor de Potencia
Hz:	Hertz (Unidad de Medida de Frecuencia)
I:	Intensidad de Corriente Eléctrica
ICONTEC:	Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación.
IEC:	International Electrotechnical Committee
IEEE:	Instituto de Ingenieros Electricistas y Electrónicos (Institute Engineer electrical electronic)
NTC:	Norma Técnica Colombiana
Ohm:	Ohms (Unidad de Medida de Resistencia)
Pp:	Pérdidas de Potencia en %
R:	Resistencia en Ohms
RETIE:	Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas
SI:	Sistema Internacional de Unidades
STD:	Estándar.
V:	Tensión en Volts
VA:	Volts-Amperes (Unidad de Medida de Potencia Aparente)
ρ	Resistividad

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	23
1 GENERALIDADES	24
1.1 OBJETIVOS.....	24
1.1.1 Objetivo general:	24
1.1.2 Objetivos específicos:	24
1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	25
1.2.1 Planteamiento del problema.....	25
1.2.2 Justificación.....	25
1.3 MARCO TEÓRICO	25
1.3.1 Definiciones [1].....	26
1.3.2 Sobretensiones [2]	33
1.3.2.1 Fuentes de sobretensiones que afectan las instalaciones que contienen equipos sensibles [3].....	34
1.3.2.2 Descargas electrostáticas [4].....	34
1.3.2.3 Modos de propagación de la sobretensión transitoria [5].....	36
1.3.3 Sistema de protección externo para las descargas atmosféricas. NTC 4552-3 36	
1.3.4 Sistema de captación	37
1.3.4.1 Ubicación	37
1.3.4.2 Método esfera rodante.....	38
1.3.4.3 Sistema de conductores bajantes	40
1.3.4.4 Ubicación para sistemas aislados.....	40
1.3.4.5 Ubicación para sistemas no aislados.....	41
1.3.4.6 Componentes naturales.....	41
1.3.4.7 Uniones de prueba.....	42
1.3.5 Sistema de puesta a tierra.	43
1.3.5.1 Puesta a tierra (Grounding)	43
1.3.5.2 Electrodo de puesta a tierra [6]:	44
1.3.5.3 Barrajes o conductores equipotenciales:	45

1.3.5.4	Conductores de enlace:.....	45
1.3.5.5	Conductor del electrodo de puesta a tierra:	46
1.3.5.6	Conductor de puesta a tierra del sistema:	46
1.3.5.7	Conductores de puesta a tierra de los equipos:.....	46
1.3.5.8	Puentes de conexión equipotencial:	47
1.3.5.9	Conectores y/o soldaduras:	48
1.3.5.10	Conductor de puesta a tierra.	48
1.3.6	Medición de la resistencia de la puesta a tierra [7]	49
1.3.7	Medición de la resistividad del terreno [7].	51
1.3.8	Sistema de protección interno NTC 4552-3	55
1.3.9	Dispositivos de protección contra sobretensiones DPS [8].	55
1.3.9.1	Clase de DPS según IEC 61643-1 [9]:.....	56
1.3.9.2	Especificaciones Técnicas Deseables.	57
1.3.9.3	Arreglo de los DPS en las zonas de protección [9].	59
1.3.9.4	Requerimientos de los DPS	60
1.3.10	Zonas de protección [10]:.....	60
1.4	DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS UTILIZADOS.	61
1.4.1	Analizador de redes.	62
1.4.2	Telurómetro.....	63
1.4.3	Multímetro digital.....	64
1.4.4	Detector de tensión.	65
2	ESTACION DE RADIO DE LA UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER FRECUENCIA FM.	66
2.1	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ACTUAL.	66
2.2	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN EXTERNA.....	72
2.3	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.	73
2.3.1	Medición de resistividad del terreno.....	73
2.3.1.1	Datos de campo.....	73
2.3.1.2	Método de Box - Cox	75
2.3.2	Medición de las resistencias de puesta a tierra del sistema.....	77

2.3.2.1	Resistencia de la puesta a tierra del transformador trifásico.	78
2.3.2.2	Resistencia de la puesta a tierra de la torre de comunicación.	79
2.3.3	Registro fotográfico del sistema de puesta a tierra.	80
2.4	REGISTRO FOTOGRAFICO DE LA ESTRUCTURA A PROTEGER.	82
3	ANÁLISIS DE RIESGO POR DESCARGAS ATMOSFERICAS ESTACION EMISORA UIS FM UBICADA EN MORRORICO, SANTANDER.	83
3.1	EVALUACION DE LOS COMPONENTES DE RIESGO.	84
3.2	CALCULOS	87
3.2.1	Promedio anual de descargas (N_D).....	87
3.2.2	Evaluación del promedio anual de descargas sobre estructuras adyacentes ($N_{D/A}$).....	88
3.2.3	Evaluación del número promedio anual de descargas cercanas a la estructura (N_M)	88
3.2.4	Evaluación del número promedio anual de descargas sobre las acometidas de servicios (N_L).....	89
3.2.5	Evaluación del número promedio anual de descargas cercanas a las acometidas de servicio (N_i)	89
3.3	ANALISIS DE LA PROBABILIDAD DE DAÑO.....	90
3.4	EVALUACION DE LAS CANTIDADES DE PÉRDIDAS.....	91
3.4.1	Pérdida de vidas humanas (L1)	91
3.4.2	Pérdida inaceptable del servicio público (L2)	94
3.4.3	Pérdidas económicas (L4).....	97
4	SISTEMA DE PROTECCION INTERNA.....	103
4.1	ESPECIFICACIÓN DE LOS DPS Y LA ZONA DE PROTECCIÓN SEGÚN IEC 62305-4 EN LA ESTACIÓN DE RADIO DE LA EMISORA UIS FM.....	104
4.2	ESPECIFICACIÓN DPS	107
5	OBSERVACIONES GENERALES.	119
6	INFORME FINAL.....	121
6.1	DATOS DE PLACA DEL TRANSFORMADOR Y DEL EQUIPO.....	121
6.2	OBSERVACIÓN:	125
6.3	EQUIPOS A INSTALAR.....	127

6.4	RECOMENDACIONES NECESARIAS PARA LOS DPS.....	130
6.5	CONCLUSIONES.....	131
6.6	PRESUPUESTO.....	133
7	REFERENCIAS.....	134
	BIBLIOGRAFIA.....	136
	ANEXOS	138

INDICE DE ILUSTRACIONES.

Figura 1. Forma de onda.	33
Figura 2. Representación de la descarga atmosférica.	35
Figura 3. Tipos de sobretensiones transitorias.	36
Figura 4. Aplicación del método de la esfera rodante.	39
Figura 5. Ilustración del método de caída de potencial.	49
Figura 6. Solapamiento de los gradientes de potencial producidos por los electrodos.	50
Figura 7. Gradientes de potencial y curva de Resistencia de la puesta a tierra vs. Distancia.	51
Figura 8. Medición de la resistividad del terreno.	52
Figura 9. Formas de ondas. Comparación.	58
Figura 10. Zonas de protección.	61
Figura 11. Transformador trifásico 30 kVA y el Tap.	66
Figura 12. Totalizador.	67
Figura 13. Transformador monofásico.	67
Figura 14. Contador.	68
Figura 15. Placa del equipo a proteger.	68
Figura 16. Tablero T1.	69
Figura 17. Planta generadora.	70
Figura 18. Diagrama unifilar actual de la estructura a proteger.	71
Figura 19. Esquema de medición de resistividad aparente.	73
Figura 20. Grafica de los datos de la medición sentido Norte – Sur.	74
Figura 21. Grafica de los datos de la medición sentido Oriente-Occidente.	75
Figura 22. Sistema de puesta a tierra.	78
Figura 23. Relación Resistencia vs. Distancia electrodos para la puesta a tierra del transformador.	79
Figura 24. Relación Resistencia vs. Distancia electrodos para la puesta a tierra de la torre de comunicación.	80
Figura 25. Puesta a tierra del transformador trifásico, equipo sensible y la planta de emergencia.	80
Figura 26. Electrodo de puesta a tierra del transformador trifásico, equipo sensible y la planta de emergencia.	81
Figura 27. Caja de inspección de la puesta a tierra de la torre de comunicación.	81
Figura 28. Bajante y electrodo de puesta a tierra de la torre de comunicación.	81
Figura 29. Bajante de la torre de comunicación.	82
Figura 30. Antena de radio.	82
Figura 31. Bandeja portacables.	82
Figura 32. Estructura a proteger.	83

Figura 33. Esquema de descargas atmosféricas.	85
Figura 34. Fuente de daños por descargas atmosféricas.	86
Figura 35. Tipo de pérdidas como resultado de diferentes tipos de daño.	87
Figura 36. Diagrama de tendencia valores de tensión Vrms Martes 07/12/2010.	112
Figura. 37 Diagrama de tendencia valores de tensión Vrms Miércoles 08/12/2010.	113
Figura 38. Diagrama de tendencia valores de tensión Vrms Jueves 09/12/2010.	114
Figura 39. Diagrama de tendencia valores de tensión Vrms Viernes 10/12/2010.	115
Figura 40. Diagrama de tendencia valores de tensión Vrms Sábado 11/12/2010.	116
Figura 41. Diagrama de tendencia valores de tensión Vrms Domingo 12/12/2010.	117
Figura 42. Diagrama de tendencia valores de tensión Vrms Lunes 13/12/2010.	118
Figura 43. Transformador trifásico 30 kVA y el Tap.	121
Figura 44. Placa del equipo a proteger.	122
Figura 45. Diagrama de tendencia valores de tensión Vrms Viernes 10/12/2010.	123
Figura 46. Diagrama de tensiones del evento más desfavorable.	124
Figura 47. Diagrama de conexión de los DPS.	128
Figura 48. Diagrama unifilar de la estructura a proteger con los DPS instalados.	129

INDICE DE TABLAS.

Tabla 1. Datos de placa del transformador trifásico.....	66
Tabla 2. Cuadro de cargas.....	69
Tabla 3. Datos sentido Norte – Sur.....	74
Tabla 4. Datos sentido Oriente – Occidente.....	74
Tabla 5. Datos del Método de Box – Cox, sentido Norte – Sur.....	75
Tabla 6. Datos del Método de Box – Cox, sentido Oriente – Occidente.....	76
Tabla 7. Datos medición de la resistencia de puesta a tierra del transformador trifásico.....	78
Tabla 8. Datos medición de la resistencia de puesta a tierra de la torre de comunicación.....	79
Tabla 9. Datos generales.....	84
Tabla 10. Componentes de riesgo en estructuras.....	85
Tabla 11. Componentes de riesgo para L1.....	94
Tabla 12. Componentes de riesgo para L2.....	97
Tabla 13. Componentes de riesgo para L4.....	102
Tabla 14. Tensión al impulso que deben soportar los equipos.....	105
Tabla 15. Corriente nominal de descarga por fase.....	105
Tabla 16. Sobretensiones esperadas debidas a impactos de rayo.....	105
Tabla 17. Ubicación geográfica de la aplicación.....	107
Tabla 18. Ubicación respecto a otras actividades.....	107
Tabla 19. Ubicación respecto a otras construcciones.....	107
Tabla 20. Tipo de acometida.....	107
Tabla 21. Histórico de disturbios.....	107
Tabla 22. Importancia del equipo que va a ser protegido.....	108
Tabla 23. Resumen puntos.....	108
Tabla 24. Índice de exposición calculado para cada nivel.....	108
Tabla 25. Datos de la medición.....	119
Tabla 26. Datos del catálogo.....	119
Tabla 27. Datos de placa del transformador trifásico.....	121
Tabla 28. Datos medición de la resistencia de puesta a tierra del transformador trifásico.....	125
Tabla 29. Datos medición de la resistencia de puesta a tierra de la torre de comunicación.....	126
Tabla 30. Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra.....	126
Tabla 31. Especificación DPS.....	127
Tabla 32. Presupuesto.....	133

TÍTULO: ESTUDIO TÉCNICO DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS EN LA ESTACIÓN DE RADIO DE LA EMISORA DE LA UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER FRECUENCIA FM PARA LA PROTECCIÓN DE EQUIPOS SENSIBLES ANTE SOBRETENSIONES TRANSFERIDAS ASOCIADAS A DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.*

AUTORES: ÁLVARO ENRIQUE ACEVEDO CUADROS
EDGAR LEONARDO GOMEZ VASQUEZ
LICETH CRISTINA MOSQUERA GALVIS**

PALABRAS CLAVE: Instalaciones eléctricas, revisión, estudio, análisis, protección, descargas atmosféricas, sobretensiones, medición.

En este estudio se pretende realizar un diagnóstico del estado actual del sistema de protección de las instalaciones eléctricas de la estación de radio frecuencia FM de la Universidad Industrial de Santander, para así proponer soluciones a los problemas de sobretensiones permanentes existentes mediante recomendaciones y observaciones para hacer más confiable las instalaciones eléctricas y así dar una efectiva protección al equipo sensible.

Para la realización de este proyecto se llevó a cabo una serie de actividades para diagnosticar el problema existente en la estación de radio FM de la Universidad Industrial de Santander, el cual era el daño en el equipo sensible debido a sobretensiones ocasionadas por descargas atmosféricas, y por consiguiente encontrar la forma más adecuada, confiable y segura cumpliendo normatividades y reglamentaciones para esto se realizaron mediciones, se estudiaron y analizaron normas y se recogieron datos para encontrar cual era la mejor forma de eliminar o mitigar este problema.

Finalmente se presentan unas recomendaciones y conclusiones en un documento en el cual se consigna toda la información referente a las mediciones, cálculos, cuadro de carga, sistemas de puesta a tierra y las protecciones eléctricas ante sobretensiones de acuerdo con las normas técnicas colombianas y las vigentes para el departamento de Santander, así como las reglamentaciones establecidas en el RETIE (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas), todo esto se presenta en un informe a la división de comunicaciones de la Universidad Industrial de Santander con el objetivo de facilitar la implementación de las medidas a tomar.

* Proyecto de Grado

** Facultad Físico-mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director Ing. Ciro Jurado. Codirector Ing. José Amaya.

TITLE: TECHNICAL STUDY OF THE ELECTRICAL INSTALLATION IN THE RADIO STATION OF THE UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER FREQUENCY FM FOR THE PROTECTION OF SENSITIVE EQUIPMENTS AGAINST TRANSFERRED OVERVOLTAGE ASSOCIATED TO ELECTROSTATIC DISCHARGE.*

AUTHORS: ALVARO ENRIQUE ACEVEDO CUADROS
EDGAR LEONARDO GOMEZ VASQUEZ
LICETH CRISTINA MOSQUERA GALVIS**

Key Words: electrical wiring, revision, study, analysis, protection, electrostatic discharge, overvoltage, measurement.

This study seeks to diagnose the current state of the electrical wiring at the radio station of the Universidad Industrial de Santander frequency FM, and propose solution to the existing problems of permanent overvoltage by recommendations and observations to make more reliable the electrical installations and in that way give an effective protection to the sensitive equipment.

For the realization of this Project several activities were performed to diagnose the existing problem at the radio station FM Universidad Industrial de Santander, which was the damage of the sensitive equipment originated by over voltage related with electrostatic discharges, therefore find the most adequate, reliable and secure way to eliminate or correct this problem, according to norms and standards, to accomplish that measurements were made, norms were studied and data was collected to find the best way to eliminate or mitigate this problem.

Finally recommendations and conclusions are presented in a document in which one all the information related to the calculated data, charge table, grounding system and electrical protections against overvoltage are included according to the Colombians technical norms and the legislation applied to the department of Santander, and also established in the RETIE, all of this is presented in a inform to the department of communication of the Universidad Industrial de Santander with the goal of facilitate the implementations of the steps to take, to solve the problems presented.

* Degree Project.

** Facultad Físico-mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director Ing. Ciro Jurado. Codirector Ing. José Amaya.

INTRODUCCIÓN

La protección contra descargas atmosféricas se ocupa principalmente de evitar daños a personas y propiedades; sin embargo, en la actualidad se ha incrementado la utilización de equipos electrónicos en los sistemas de información y procesamiento de datos, hoy en día el diseño del Sistema de Protección contra Descargas Atmosféricas debe considerar los equipos sensibles a las variaciones de voltaje que se producen como consecuencia de los fenómenos electromagnéticos asociados a dichas descargas.

El sistema de Protección contra Descargas Atmosféricas busca minimizar los efectos electromagnéticos asociados a estas descargas; esto con el fin de garantizar el correcto funcionamiento de los equipos electrónicos.

La elaboración de este proyecto busca la implementación de supresores de tensión para la protección ante sobretensiones de las instalaciones eléctricas para hacer más eficaz el sistema de protección ante sobretensiones ocasionado por descargas atmosféricas existente, con recomendaciones y reformas que garanticen la seguridad de las personas, el buen funcionamiento de las instalaciones, la confiabilidad y calidad, minimizando o eliminando los riesgos de origen eléctrico que se puedan presentar.

1 GENERALIDADES

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo general:

- Analizar los factores que actualmente están influyendo en el daño de los equipos electrónicos sensibles principalmente las sobretensiones transferidas por descargas atmosféricas en la estación (antena) de radio de la universidad industrial de Santander frecuencia FM.

1.1.2 Objetivos específicos:

- Estudiar las sobretensiones transferidas asociadas a las descargas atmosféricas que están generando el daño de los equipos electrónicos sensibles en la estación (antena) de radio frecuencia FM.
- Realizar un análisis de riesgos debido a descargas atmosféricas según NTC4552-2 en la estación de radio frecuencia FM de la UIS.
- Especificar el dispositivo de protección ante sobretensiones DPS en baja tensión para las instalaciones eléctricas de la estación de radio UIS frecuencia FM según NTC 4552-3.
- Revisar el sistema de puesta a tierra actual de la estación de radio de la universidad industrial de Santander frecuencia FM.
- Elaborar un informe con las recomendaciones pertinentes que se deben cumplir en la estación de radio UIS frecuencia FM, para la protección de los equipos electrónicos sensibles ante sobretensiones transferidas por descargas atmosféricas.

1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO¹

1.2.1 Planteamiento del problema

Los equipos electrónicos sensibles han sido una herramienta indispensable para el manejo de datos e información, sin embargo a medida que estos equipos se han vuelto más novedosos y complejos también se han hecho más vulnerable ante las sobretensiones transferidas asociadas a las descargas atmosféricas, ocasionando el funcionamiento ineficiente, y en algunos casos daños permanentes de dichos equipos.

1.2.2 Justificación

La protección contra sobretensiones transferidas a causa de descargas atmosféricas en las instalaciones eléctricas se ocupa principalmente de evitar daños a personas y propiedades sin embargo debido a la utilización de equipos electrónicos sensibles en las estaciones de radio (antenas), se deben hacer un análisis detallado del sistema al que está conectado el equipo y que se va a proteger para así garantizar el buen funcionamiento de este.

1.3 MARCO TEÓRICO

El objetivo de hacer este estudio es satisfacer los requerimientos de seguridad de las personas y equipos. A continuación se presentan las definiciones usadas en el presente proyecto, las cuales han sido tomadas de algunas normas técnicas establecidas en Colombia, como lo son el Código Eléctrico Colombiano NTC 2050, NTC 4552, del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE.

¹ Tomado de: plan de Trabajo de Grado – Modalidad trabajo de investigación : Estudio Técnico De Las Instalaciones Eléctricas En La Estación De Radio De La Emisora De La Universidad Industrial De Santander Frecuencia Fm Para La Protección De Equipos Sensibles Ante Sobretensiones Transferidas Asociadas A Descargas Atmosféricas; Álvaro E. Acevedo, Edgar L. Gómez, Liceth C. Mosquera

1.3.1 Definiciones [1]

En este ítem se dan algunas de las definiciones de los términos que se emplearán en el desarrollo de este proyecto. El análisis de una red o de una instalación, busca crear las condiciones técnicas apropiadas para que el sistema eléctrico funcione correctamente, brindando seguridad a las personas y equipos y ofreciendo un buen rendimiento y ahorros económicos notables.

Acometida: Derivación de la red local del servicio público correspondiente, que llega hasta el elemento de corte del inmueble. En edificios de propiedad horizontal o condominios, la acometida llega hasta el elemento de corte general.

Alimentador: Conjunto de conductores de un circuito entre el equipo de acometida, la fuente de un sistema derivado independiente u otra fuente de suministro de energía eléctrica, y el dispositivo de protección contra sobrecorriente del circuito ramal final o subestación.

Anillo equipotencial (Equipotencial Ring): Elemento conductor utilizado para interconectar los terminales de captación y/o los bajantes, con el fin de proveer equipotencialidad y distribuir la corriente del rayo.

Baja tensión: Nivel de tensión menor o igual a 1000 V.

Bandeja portacables: unidad o conjunto de unidades, con sus accesorios, que forman una estructura rígida utilizada para soportar cables y canalizaciones.

Barraje equipotencial: conductor en forma de barra, placa o cable que permite la unión de dos o más conductores y que garantiza el mismo equipotencial.

Blindaje electrostático: es una hoja de material no magnético que conduce (cobre o aluminio) conectada con la tierra que reduce el efecto de acoplamiento capacitivo entre las bobinas primarias y secundarias.

Capacidad instalada: Capacidad nominal del componente limitante de un sistema. Capacidad nominal: Conjunto de características eléctricas y mecánicas asignadas a un equipo eléctrico por el diseñador, para definir su funcionamiento continuado bajo unas condiciones específicas.

Carga instalada: Suma de las cargas de diseño de los equipos instalados en los predios de los suscriptores, susceptibles a ser conectados al sistema o a la parte del sistema que se considera.

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

Circuito alimentador: Línea eléctrica que lleva potencia eléctrica de una central generadora o subestación a un centro de consumo.

Circuito ramal en baja tensión: Conductores de un circuito entre el dispositivo final de protección contra sobrecorriente y la salida o salidas internas.

Circuito: Conjunto de elementos, dispositivos y equipos eléctricos, interconectados entre sí, alimentados por la misma fuente de energía y con las mismas protecciones contra sobretensiones y sobrecorrientes. Los cableados internos de equipos no se toman como circuitos.

Conductor bajante (Down Conductor): Elemento conectado eléctricamente entre los terminales de captación o la red de terminales de captación y la puesta a

tierra de protección contra rayos-PTPR, cuya función es conducir las corrientes de rayo que pueden incidir sobre la instalación a proteger.

Conductor de puesta a tierra para equipos (Equipment Grounding Conductor): Es un conductor usado para conectar partes metálicas que no transportan corriente de equipos, canalizaciones y otros encerramientos con el conductor de servicio puesto a tierra (neutro) o con la fuente del sistema derivado.

Conexión equipotencial: Conexión eléctrica entre dos o más puntos, de manera que cualquier corriente que pase, no genere una diferencia de potencial sensible entre ambos puntos.

Corriente pico absoluta promedio del rayo (abs I): Es el valor con el 50% de probabilidad de que sea la corriente máxima del rayo, sin importar la polaridad.

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

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

Densidad de descargas a tierra (DDT): Número de descargas individuales (Strokes) a tierra por kilómetro cuadrado al año. Medida en área de 9 Km² (3 Km X 3 Km). Permite cuantificar la incidencia de rayos en la zona.

Distancia de impacto (r_{sc}): Longitud definida por el método electrogeométrico (que es función exponencial de la corriente de retorno del rayo) que determina la posición de la estructura interceptora con respecto a la estructura protegida, o como el radio de una esfera que permite establecer cuál es el área de cubrimiento de una estructura para una corriente dada.

Edificio alto: Aquel que supere los 23 metros de altura, medidos desde nivel donde puede acceder un vehículo de bomberos, según el Código de Seguridad.

Electrodo de puesta a tierra (Earthing Electrodes): Conductor o conjunto de conductores enterrados que sirven para establecer una conexión con el suelo y que forma parte de todo el sistema de puesta a tierra.

Equipotencializar: Es la acción de interconectar partes conductoras y/o conductores activos con el sistema de puesta tierra por medio de conductores eléctricos y/o dispositivos de protección contra sobre tensiones transitorias para llevarlas a la mínima diferencia potencial y así propender por la seguridad.

Factor de potencia: Razón entre la potencia activa (KW) y la potencia de dimensionamiento (KVA).

Fase: Designación de un conductor, un grupo de conductores, un terminal, un devanado o cualquier otro elemento de un sistema polifásico que va a estar energizado durante el servicio normal.

Método electrogeométrico: Procedimiento que permite establecer cuál es el volumen de cubrimiento de protección contra rayos (Zona de protección) de una estructura para una corriente de diseño (Corriente rayo especificado según la posición y la altura de la estructura interceptora. Este método se utiliza en el diseño de instalaciones de captación de rayos.

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

Nivel Cerámico (NC): Es el número de días al año en los cuales es oído por lo menos un trueno.

Nivel de riesgo por rayos-NRR (Risk Lightning): Indicador que marca los límites y la proporción dentro de los cuales es necesario utilizar un nivel de protección contra rayos preestablecido.

Pararrayos: Elemento metálico resistente a la corrosión, cuya función es interceptar los rayos que podrían impactar directamente sobre la instalación a proteger (se denomina terminal de captación).

Puesta a tierra de protección contra rayos-PTPR (Earth Termination): Conductor o grupo de ellos inmerso en el suelo, cuya función específica es dispersar y disipar las corrientes del rayo en el suelo. Esta puesta a tierra hace parte del sistema de puesta a tierra general de la edificación.

Rayo (Lightning): La descarga eléctrica atmosférica o más comúnmente conocida como rayo es un fenómeno físico que se caracteriza por una transferencia de carga eléctrica de una nube hacia la tierra, de la tierra hacia la nube, entre dos nubes, al interior de una nube o de la nube hacia la ionosfera.

Red de distribución: Conjunto de conductores que llevan energía desde una subestación a toda el área de consumo.

Regulación: Razón en porcentaje (%) entre la diferencia de magnitudes de la tensión en el receptor en vacío y a plena carga, con respecto a la magnitud de la tensión en el receptor a plena carga.

Resistividad del terreno (Resistivity): Es la resistencia específica de una sustancia. Numéricamente es la resistencia ofrecida por un cubo de 1m x 1m x 1m, medida entre dos caras opuestas. Se da en Ohmio metro ($\Omega \cdot m$).

Salida: Punto en el sistema de alambrado de una instalación interna donde se toma energía eléctrica para alimentar un aparato o equipo (también se denomina punto de conexión común).

Seguridad (Safety): Condición de estar libre de un riesgo inaceptable.

Sistema de distribución: Conjunto de las instalaciones cuyo propósito es el transporte de electricidad a usuarios situados en un área, a niveles de media y/o baja tensión.

Sistema de protección externo contra rayos-SPE: Es el conjunto comprendido por terminales de captación, bajantes, puesta a tierra de protección contra rayos, conectores, herrajes y otros, cuya función es captar las descargas y conducir las a tierra en forma segura, ejerciendo un control sobre la descarga.

Sistema de protección interna (Internal Lightning Protection System): Es el conjunto de dispositivos que limitan las sobrecorrientes y sobretensiones transitorias que se pueden presentar al interior de una instalación.

Sistema de puesta a tierra-SPT: Conjunto de elementos conductores de una edificación, sin interrupciones ni fusibles, que se unen con el suelo o terreno.

Sistema integral de protección contra rayos –SIPRA: Sistema con el que se puede alcanzar un alto grado de seguridad para las personas y equipos, mediante la combinación de varios elementos como la protección externa, la protección interna, la guía de seguridad personal y el sistema de alarma.

Subestación: Conjunto de instalaciones, equipos eléctricos y obras complementarias, destinado a la transferencia de energía eléctrica, mediante la transformación de potencia.

Tablero de acometida o tablero parcial: Conjunto de equipos de medida y protección, barrajes y cableado, que recibe la(s) acometida(s) y del cual se derivan las acometidas parciales.

Tablero de distribución: Conjunto de equipos de protección, barrajes y cableado que recibe las acometidas parciales y del cual se derivan los circuitos ramales.

Tablero general de acometida: Conjunto de medida y protección, barrajes y cableado que recibe la acometida general en baja tensión y del cual se derivan las subacometidas.

Tensión a tierra: Para circuitos puestos a tierra, la tensión entre un conductor dado y el conductor del circuito puesto a tierra o la puesta a tierra; para circuitos no puestos a tierra, la mayor tensión entre un conductor dado y algún otro conductor del circuito.

Tensión: Diferencia de potencial eléctrico entre dos conductores, que hace que fluyan electrones por una resistencia. Tensión es una magnitud, cuya unidad es el voltio; un error frecuente es hablar de “tensión”.

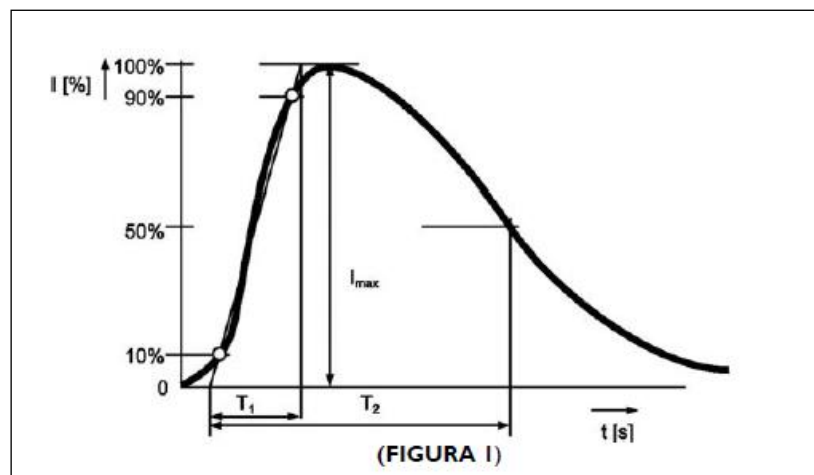
Terminal de captación o dispositivo de interceptación de rayos (Air Terminal): Elemento metálico cuya función es interceptar los rayos que podrían impactar directamente sobre la instalación a proteger. Comúnmente se conoce como rayos.

1.3.2 Sobretensiones [2]

Las sobretensiones son efectos ocasionales que se presentan de distintas maneras a través de los cableados eléctricos dependiendo de la localización, forma de onda y tiempo de duración.

Estas sobretensiones transitorias han sido estandarizadas en distintas formas de onda, con el objetivo de precisar y explicar los efectos que se pueden presentar de acuerdo con su origen.

Figura 1. Forma de onda.²



- 1) Forma de onda 10/350 μ s, usada para simular un impacto directo de rayo.
- 2) Forma de onda 8/20 μ s usada para simular el efecto de un impacto indirecto en sus diferentes formas de acoplamiento y operaciones de conmutación en redes de energía eléctrica. La carga para un mismo valor máximo de intensidad, es aproximadamente 20 veces mayor en la forma de onda 10/350 μ s que en la 8/20 μ s.

² FUENTE: Ocariz, Manuel; Sobretensiones y corrientes de rayo. España: Temper S.A., 2004.

1.3.2.1 Fuentes de sobretensiones que afectan las instalaciones que contienen equipos sensibles [3]

Las instalaciones eléctricas que contengan aparatos electrónicos sensibles a las perturbaciones electromagnéticas pueden verse expuestas a peligros ocasionados por las variaciones de tensión debido a:

- Campos electromagnéticos originados por maniobras en las instalaciones de las subestaciones distribuidoras de alta y media tensión (SEMP = Switching Electromagnetic Pulse).
- Impulsos de descargas que impactan en zonas aledañas a la instalación (LEMP = Lightning Electromagnetic Pulse).
- Descargas electrostáticas (ESD = Electrostatic Discharges).
- Impactos directos de descargas atmosféricas, el cual es a su vez, el factor de máxima peligrosidad.

1.3.2.2 Descargas electroestáticas [4].

¿Cómo es un rayo?

Un rayo tiene solo unos cuantos centímetros de diámetro, pero cada uno ilumina como un millón de bombillos de 100 vatios, debido a que estos están cargados eléctricamente, pueden presentarse entre nubes, nube tierra e inclusive entre tierra nube, dado que fragmentos de segundos antes que el rayo ocurra se presenta una pre-descarga de la tierra a una nube casi invisible al ojo humano.

¿Cómo se forman los rayos?

El origen de los rayos está relacionado con las células de tormenta presentes en las nubes, las cuales pueden llegar a tener varios kilómetros de diámetro. Debido a la distribución desigual de hielo y agua, los vientos ascendentes y descendentes en la nube, se crean zonas con cargas positivas y negativas. En el momento en el cual la diferencia de tensión llega a ser demasiado grande, se produce una descarga eléctrica conocida como el rayo; las células de tormenta están activas máximo 30 minutos y durante ese tiempo producen de dos a tres rayos por minuto.

¿Qué clase de rayos existen?

Los rayos nube - tierra o tierra - nube son menos vistos que rayos entre nubes o partes de una sola nube.

¿Qué tan a menudo impacta el rayo?

Los datos relacionados a la cantidad de días de tormentas por año y los impactos de rayos por kilómetro cuadrado por año varían regionalmente. En Colombia se presentan regiones que van desde más de 14 rayos por kilómetro cuadrado por año, hasta regiones de uno a dos rayos por kilómetro cuadrado por año.

Figura 2. Representación de la descarga atmosférica.³

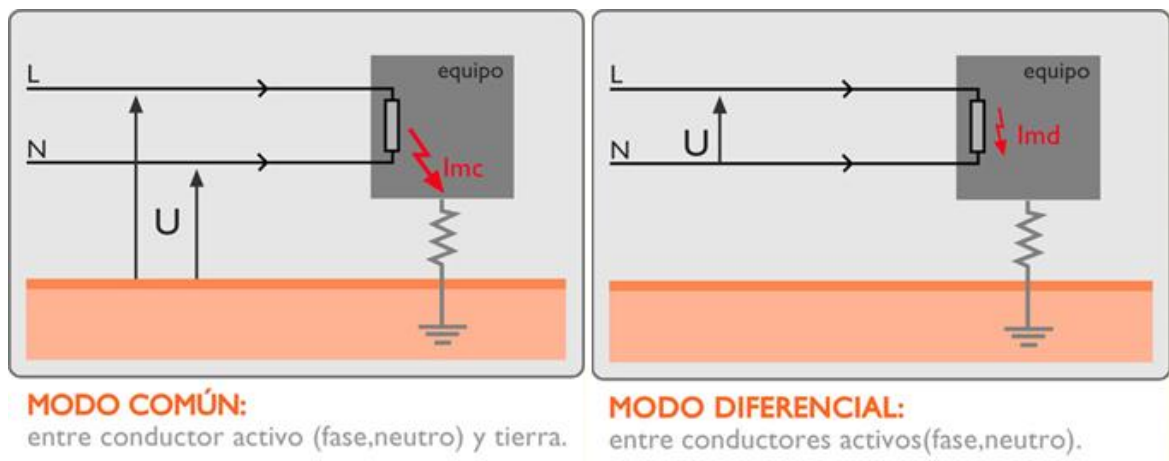


³ FUENTE: http://www.electropol.com.co/manual_de_seguridad_contra_rayos.php

1.3.2.3 Modos de propagación de la sobretensión transitoria [5].

Las sobretensiones transitorias están clasificadas por su tipo de propagación, de la cual existen dos clases. La primera es la propagación en modo común (o asimétrico). Ésta sucede cuando la perturbación se presenta entre los conductores activos y la tierra (fase-tierra y/o neutro-tierra), con riesgo de perforación dieléctrica. El segundo tipo de propagación es el modo diferencial (o simétrico). Esta perturbación se origina entre los conductores activos (fase-fase y/o fase-neutro). Esta última clase afecta generalmente a los equipos informáticos y electrónicos, dada su naturaleza sensible.

Figura 3. Tipos de sobretensiones transitorias. ⁴



1.3.3 Sistema de protección externo para las descargas atmosféricas. NTC 4552-3

El sistema de protección externo está compuesto por tres elementos principales:

- Sistema de captación encargado de realizar la intercepción del impacto de rayo.

⁴ FUENTE: http://www.cirprotec.com/productos.php?tipo=Interna&cod_superfamilia=07&cod_familia=001

- Sistema de conductores bajantes, encargado de conducir de manera adecuada y segura la corriente rayo al sistema de puesta a tierra.
- Sistema de puesta a tierra, encargado de dispersar y disipar adecuadamente en el terreno la corriente de rayo.

1.3.4 Sistema de captación

El sistema de captación es el encargado de interceptar los rayos que vayan a impactar directamente a la estructura y enviar la corriente de rayo por las bajantes de la edificación.

La probabilidad de que una estructura sea penetrada por una corriente de rayo decrece considerablemente por la presencia de un sistema de terminales aéreos diseñado adecuadamente.

El sistema de captación puede ser compuesto por cualquier combinación de los siguientes elementos:

- Varillas Tipo Franklin (incluyendo mástiles autosoportados)
- Cables colgantes
- Mallas de conductores

1.3.4.1 Ubicación

Las componentes de captación aéreas instaladas en una estructura se deben localizar en las esquinas, puntos expuestos sobresalientes de la estructura y en los bordes. Se debe tener en cuenta que los dispositivos de interceptación de

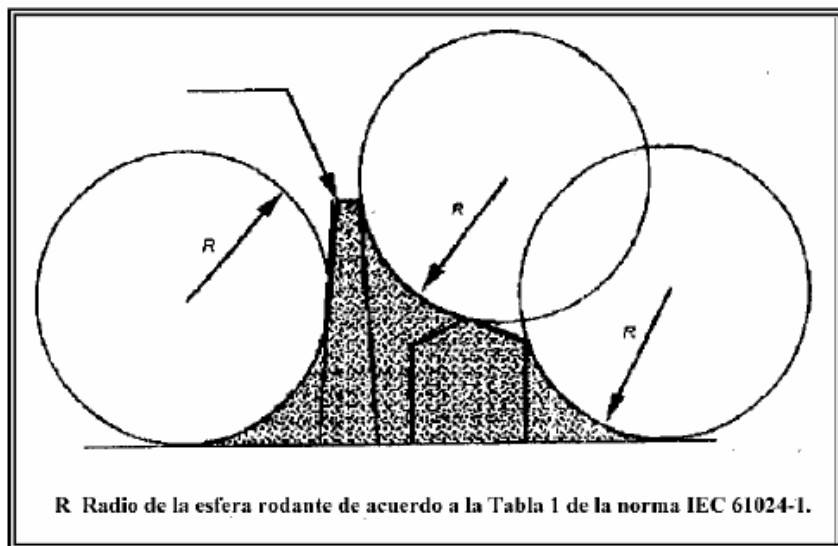
rayos deben ser varillas metálicas sólidas o tubulares en forma de bayonetas; con una altura por encima de las partes altas de la estructura, no menor a 25 cm.

1.3.4.2 Método esfera rodante

El Método de la esfera rodante debe utilizarse para identificar el espacio protegido (edificación o parte de ésta considerada como protegida por el SIPRA contra los efectos electromagnéticos asociados a las descargas atmosféricas) de la estructura cuando la tabla 1 de la norma IEC 61024-1 excluye la utilización el método del ángulo protector. El radio de la esfera se escoge de acuerdo al nivel de protección seleccionado para el SIPRA.

Para determinar el espacio protegido utilizando el método de las esferas rodantes, se sigue el siguiente procedimiento: Se reproducen los objetos a proteger (edificios, estadios deportivos o instalaciones industriales) y los dispositivos del Sistema de terminación de Aire previstos en un modelo. Después de construye una esfera, de acuerdo con la escala del modelo, con el radio correspondiente al nivel de protección seleccionado para el SIPRA (tal y como se mencionó con anterioridad). El modelo electrogeométrico se basa en considerar que el centro de la esfera se corresponde con la cabeza de la descarga directriz, la cual se ha aproximado tanto a la tierra que la descarga de captación, que se produce desde el objeto puesto a tierra más próximo a ella, da lugar a la unión con la descarga (cabeza ascendente o líder ascendente).

Figura 4. Aplicación del método de la esfera rodante. ⁵



La “esfera de atracción” se hace pasar rodando alrededor de todo el modelo y también en todas las posiciones posibles. Si al hacer esto la esfera solo toca los dispositivos del Sistema de terminación de Aire, ello indica que el objeto se encuentra totalmente situado dentro del espacio de protección. Si no se tocan algunos de estos dispositivos, los mismos pueden considerarse superfluos. Si la esfera, al hacerla girar por encima del modelo, toca el objeto a proteger en algún punto, dicho objeto se encuentra insuficientemente protegido en este punto, y hay que completar la instalación de los elementos de protección contra descargas atmosféricas de forma que la esfera toque solamente estos.

⁵ FUENTE: Colombia. Ministerio de comunicaciones. ANEXO TECNICO TORRES DE COMUNICACIONES Y SISTEMAS DE TIERRAS Y PROTECCION CONTRA DESCARGAS ATMOSFERICAS. Bogotá: El Ministerio; 2007. 26 p.

1.3.4.3 Sistema de conductores bajantes

Norma NTC 4552-3

Con el fin de reducir la probabilidad de daño debido a corrientes de rayo fluyendo por el sistema de protección externo, las bajantes deben ser ubicadas de manera tal que a partir del punto de impacto del rayo hasta tierra se cumplan los siguientes requisitos

- a)** Existencia de varios caminos paralelos para la corriente.
- b)** La longitud de los caminos de corriente sea mínima.
- c)** La equipotencialización a partes conductoras de la estructura esté hecha de acuerdo con los requisitos del numeral.

1.3.4.4 Ubicación para sistemas aislados.

- a)** Si el sistema de captación consiste en varillas montadas en postes o mástiles no metálicos o de material sin refuerzo en acero interconectado, es necesario al menos una bajante por cada poste. Si los postes son metálicos o con material con acero interconectado no es necesario el uso de bajantes.
- b)** Si el sistema de captación consiste en cables colgantes, es necesario al menos una bajante en cada soporte de los cables.
- c)** Si el sistema de captación consiste en una red de conductores, es necesario al menos una bajante en cada soporte de terminal.

1.3.4.5 Ubicación para sistemas no aislados

Para cada sistema de protección externo el número de bajantes no debe ser inferior a 2 y debe estar distribuido por el perímetro de la estructura a proteger, sujeto a restricciones prácticas y arquitectónicas.

Las bajantes deben distribuirse simétricamente alrededor de la estructura a proteger, ubicadas en la parte exterior de ésta y distanciadas entre sí de acuerdo a la Tabla 6 con el fin de reducir la probabilidad de daño debido a corrientes de rayo fluyendo por el sistema de protección externo. Su separación puede variar dependiendo de objetos que puedan interferir con su recorrido, como ventanas, puertas, rejillas etc. Pero es recomendable una separación igual entre las bajantes. Además cada estructura debe poseer por lo menos dos bajantes y se debe instalar una en cada esquina de la estructura expuesta siempre que sea posible.

1.3.4.6 Componentes naturales

Las siguientes partes de la estructura pueden ser consideradas como conductores bajantes naturales:

- a)** Instalaciones metálicas garantizando que:
 - La continuidad eléctrica entre sus partes sea durable (ejemplo: soldadura, grapas o abrazaderas metálicas, atornilladas, etc.)
 - Sus especificaciones sean al menos iguales a la Tabla 5 de la NTC 4552-3 página 12 del 2008.

Tuberías que lleven mezclas fácilmente combustibles o explosivas no deben ser consideradas como bajantes naturales si contienen juntas o uniones no equipotencializadas apropiadamente. El metal del concreto reforzado en el cual se garantice una unión sólida entre todas las interconexiones y que se pueda garantizar que los esfuerzos mecánicos que se ejerzan por las corrientes de rayo no provoquen ruptura del concreto (Véase el numeral 5.5.5 de la NTC 4552-3 página 22 del 2008).

b) Los marcos metálicos de la estructura

c) Los elementos de fachada, de perfiles o rieles metálicos garantizando que:

- Sus dimensiones cumplan con los requisitos para los conductores bajantes y que para láminas metálicas o tuberías metálicas su espesor no sea inferior a 0,5 mm.
- Su continuidad eléctrica en dirección vertical cumpla con lo requerido por la norma NTC 4552-3 numeral 5.5.2 en la página 19.

1.3.4.7 Uniones de prueba

Se debe instalar una unión de prueba en las conexiones de los terminales a tierra de cada bajante, excepto para bajantes naturales combinadas con los electrodos de tierra de los cimientos.

Las uniones deben ser capaces de desconectarse y conectarse fácilmente para propósitos de medición en uso norma deberá garantizar la continuidad eléctrica.

1.3.5 Sistema de puesta a tierra.

Según la IEE Std 81-1983 los Sistema de Puesta a Tierra (SPT) (Grounding System) son un Conjunto de elementos conductores de un sistema eléctrico específico, sin interrupciones ni fusibles, que unen los equipos eléctricos con el suelo o terreno. Comprende la puesta a tierra y todos los elementos puestos a tierra [11].

1.3.5.1 Puesta a tierra (Grounding)

Es un grupo de elementos conductores equipotenciales, en contacto eléctrico con el suelo o una masa metálica de referencia común, que distribuyen las corrientes eléctricas de falla en el suelo o en la masa. Comprende: Electroodos, conexiones y cables enterrados. También se le conoce como toma de tierra o conexión a tierra [11].

Las funciones principales de un sistema de puesta a tierra son [7]:

- Garantizar las condiciones de seguridad de las personas y seres vivos.
- Permitir que los equipos de protección aíslen fallas rápidamente.
- Servir de referencia al sistema eléctrico.
- Dispersar y conducir la corriente de rayo que viene atreves de los bajantes reduciendo también tensiones de paso y de contacto peligrosas.
- Garantizar la protección de las instalaciones.
- Garantizar la compatibilidad electromagnética.
- Baja resistencia.
- Ser resistente a la corrosión.

La normatividad sobre los materiales y la ejecución de un Sistema de Puesta a Tierra está definida en la sección 250 de la NTC 2050.

El Sistema de Puesta a Tierra consta básicamente de:

- Electrodo de Puesta a Tierra.
- Barrajes o conductores equipotenciales.
- Conductores de enlace.
- Puentes de conexión equipotencial.
- Conectores y/o soldaduras exotérmicas.

1.3.5.2 Electrodo de puesta a tierra [6]:

Los electrodos de puesta a tierra constituyen el medio de contacto o empalme entre la instalación eléctrica y la tierra física o suelo, estos deben tener un acceso posible y deben estar en la zona de conexión del conductor de puesta a tierra en la instalación.

La tierra física o suelo le da a la instalación eléctrica una referencia a un potencial definido y la seguridad de la instalación eléctrica, incluyendo equipos y personas, depende fundamentalmente de la conductividad eléctrica del suelo al cual está referenciada y le sirve de soporte eléctrico.

La parte H de la sección 250 de la NTC 2050 define las condiciones de instalación del electrodo de puesta a tierra del sistema.

El artículo 250-81. Define la relación entre los componentes metálicos de la estructura y los electrodos de puesta a tierra de la instalación.

El artículo 250-83. Establece una longitud mínima para electrodos de barras y tuberías de 2,40 m y una sección transversal dependiendo del material y forma del electrodo.

1.3.5.3 Barrajes o conductores equipotenciales:

Los barrajes o conductores equipotenciales consisten en barras de sección rectangular o conductores cilíndricos que permiten agrupar en un punto múltiples conexiones a tierra.

Las normas recomiendan la posibilidad de instalar barrajes o conductores pero las ventajas y facilidades que ofrecen los barrajes hacen recomendable su utilización.

Para las instalaciones eléctricas los principales equipos y áreas que se deben tener barrajes equipotenciales son: El equipo de acometida, los centros de control de motores, las subestaciones, salas de equipos eléctricos, salas de equipos de telecomunicaciones.

1.3.5.4 Conductores de enlace:

Los conductores de enlace entre los electrodos de puesta a tierra, los barrajes equipotenciales y los elementos o puntos conectados a tierra, constituyen la manera de llevar a cualquier lugar o equipo de la instalación el potencial de referencia y seguridad existente en la tierra física. Mediante un correcto dimensionamiento de dichos conductores se espera que la seguridad y estabilidad que brinda el contacto de los electrodos de puesta a tierra con la tierra física pueda ser extendido a un equipo o componente localizado en puntos remotos con respecto a dichos electrodos. Los conductores de enlace son los siguientes:

- El conductor del electrodo de puesta a tierra.
- el conductor de puesta a tierra del sistema.
- los conductores de puesta a tierra de equipos.

1.3.5.5 Conductor del electrodo de puesta a tierra:

El conductor del electrodo de puesta a tierra es utilizado para unir el electrodo de puesta a tierra y el conductor de puesta a tierra del sistema a través del primer barraje equipotencial asociado a la instalación. La sección transversal del conductor del electrodo de puesta a tierra se determina según la tabla 250-94 de la NTC 2050.

1.3.5.6 Conductor de puesta a tierra del sistema:

Para el sistema de puesta a tierra el desarrollo vertical dispone de un conductor de puesta a tierra del sistema que se origina en el primer barraje equipotencial y transita la instalación en forma continua, sin empalmes o uniones, llegando a todos los equipos o lugares donde se encuentren los barrajes equipotenciales.

Este conductor de puesta a tierra se considera como una extensión del conductor del electrodo de puesta a tierra o como el conductor principal para puesta a tierra de equipos. En el primer caso dicho conductor debe tener la misma sección transversal del conductor del electrodo de puesta a tierra. En el segundo caso el conductor debe tener una sección transversal, dependiendo de la corriente nominal o ajuste máximo del dispositivo automático de protección contra sobrecorriente instalado antes de los equipos o alimentadores correspondientes, no menor a los valores especificados en la tabla **250-95 de la NTC 2050**.

1.3.5.7 Conductores de puesta a tierra de los equipos:

Los equipos, componentes, encerramientos, canalizaciones, etc., que por especificaciones del fabricante o por razones de seguridad requieran conexión a tierra deben ser conectados al barraje equipotencial asociado al equipo o área correspondiente. La sección transversal mínima de los conductores de puesta a

tierra de equipos está definida en función de la corriente nominal o ajuste máximo del dispositivo automático de protección contra sobrecorriente instalado en el circuito inmediatamente antes de los equipos, canalizaciones, etc. Los valores correspondientes están en la tabla **250-95 de la NTC 2050**. Cuando se instalen conductores de mayor sección transversal para compensación de caídas de tensión, los conductores de puesta a tierra se deben ajustar proporcionalmente.

1.3.5.8 Puentes de conexión equipotencial:

Son conductores o uniones que ofrecen una conducción eléctrica con una mínima resistencia eléctrica dando la confiabilidad en continuidad eléctrica necesaria entre las partes metálicas que deben estar eléctricamente conectadas entre sí.

El puente de conexión equipotencial principal es uno de los más importantes y consiste en un puente, sin empalmes y con resistencia eléctrica mínima, para la conexión, en el lado de suministro, del conductor puesto a tierra de la acometida y el conductor de puesta a tierra.

Los puentes de conexión equipotencial de equipos consisten en conductores o uniones, con resistencia eléctrica mínima, entre dos o más partes del conductor de puesta a tierra de equipos. Los puentes de conexión equipotencial principal y de equipos instalados en el lado del suministro deben tener una sección transversal no menor a la especificada en la **Tabla 250-94 de la NTC 2050** para las diversas secciones transversales de los conductores de suministro.

Los puentes en el lado de la carga deben tener una sección transversal no menor a la especificada en la **Tabla 250-95 de la NTC 2050** para los diversos valores de corriente nominal o ajuste máximo del dispositivo automático de protección contra sobrecorriente instalado inmediatamente antes de los equipos.

1.3.5.9 Conectores y/o soldaduras:

Un sistema de puesta a tierra de optimas condiciones de seguridad y estabilidad, se obtiene sabiendo que las conexiones de los electrodos de puesta a tierra con el conductor del electrodo de puesta a tierra y entre los conductores de puesta a tierra y los barrajes equipotenciales deben ofrecer una resistencia eléctrica mínima y además una resistencia a las condiciones ambientales del medio en el cual quedan instalados sus componentes y a las condiciones de falla que se puedan presentar.

Según normas estas conexiones se deben realizar mediante soldaduras exotérmicas y certificados para utilización en instalaciones de puesta a tierra.

1.3.5.10 Conductor de puesta a tierra.

El conductor de puesta a tierra tiene como finalidad garantizar que cualquier objeto metálico de un equipo esté conectado al neutro del transformador que lo alimenta, de tal forma que sirva como retorno de las corrientes de falla.

Por esta razón, a diferencia del conductor de neutro, el conductor de puesta a tierra sólo lleva corriente durante las fallas. La malla de tierra, por su parte, es el conjunto de conductores dispuestos en el suelo con el fin de controlar los potenciales de paso y de contacto, que se producen generalmente por fallas a tierra de líneas de potencia. Puede ser calculado haciendo correcto uso de lo expuesto en la **NTC-2050 en la tabla 250-95**, donde se calcula este conductor de acuerdo al valor nominal de corriente del dispositivo de protección.

1.3.6 Medición de la resistencia de la puesta a tierra [7]

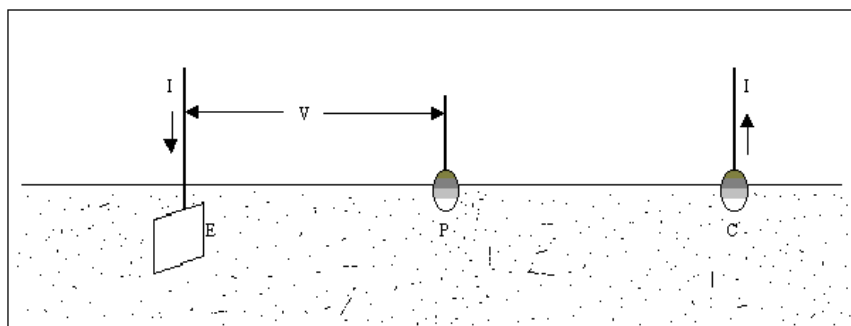
Para la medición de la resistencia de puesta a tierra se aplican dos métodos que son la caída de potencial y el método de la pendiente.

✓ Método de la regla del 62% o caída de potencial [11]

Este es el método más utilizado, los electrodos son ubicados como lo muestra la Figura 5; donde E es el electrodo de tierra con resistencia desconocida; P y C son los electrodos auxiliares colocados a una distancia adecuada. Una corriente (I) conocida se hace circular a través de la tierra, entrando por el electrodo E y saliendo por el electrodo C. La medida de potencial entre los electrodos E y P se toma como el voltaje V para hallar la resistencia desconocida por medio de la relación V/I .

La resistencia de los electrodos auxiliares se desprecia, porque la resistencia del electrodo C no tiene determinación de la caída de potencial V . La corriente I una vez determinada se comporta como constante. La resistencia del electrodo P, hace parte de un circuito de alta impedancia y su efecto se puede despreciar.

Figura 5. Ilustración del método de caída de potencial. ⁶



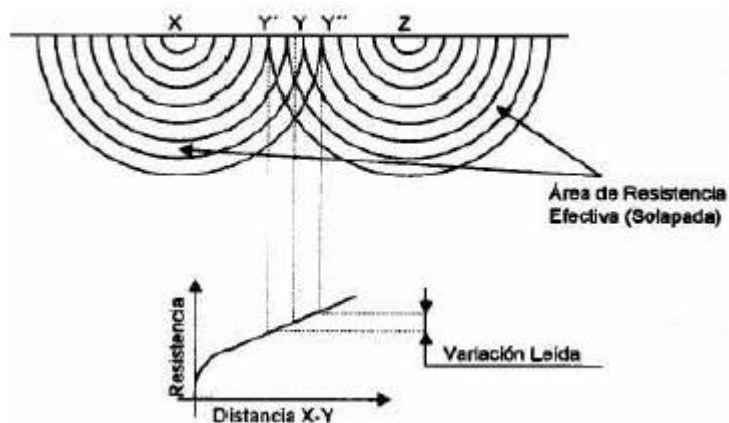
⁶ FUENTE: http://www.sertec.com.py/telegia/telegia/informaciones/medicion_resistencia_puesta_tiera.html

La forma correcta consiste en colocar el electrodo de corriente a una distancia de 6.5 veces la distancia más larga de la malla, o 6.5 veces la longitud del electrodo, esto para evitar el acoplamiento de los gradientes de potencial.

Una vez se tengan los datos se grafica Resistencia vs. Distancia electrodo de tensión y se calcula el 62% de la distancia del electrodo de corriente y se hace la lectura de la resistencia. Es este punto el cual nos da el valor de la resistencia de puesta a tierra de la malla.

La medición de la resistencia de puesta a tierra genera gradientes de potencial en el terreno producto de la inyección de corriente por tierra a través del electrodo de corriente. Por ello, si el electrodo de corriente, el de potencial y el de tierra se encuentran muy cercanos entre sí, ocurrirá un solapamiento de los gradientes generados por cada electrodo; resultando una curva en la cual el valor de la resistencia medida se incrementara con respecto a la distancia, tal como se muestra en la Figura 6.

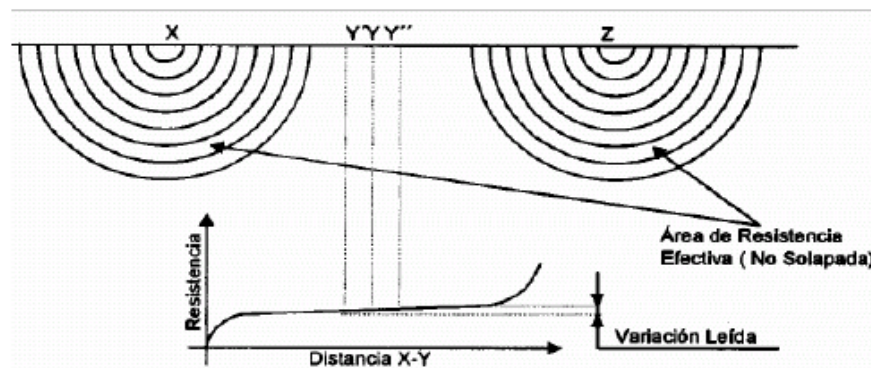
Figura 6. Solapamiento de los gradientes de potencial producidos por los electrodos. ⁷



⁷ FUENTE: http://www.epm.com.co/epm/documentos/institucional/pdf/n_aerea_193.pdf

Cuando se ubica el electrodo de corriente a una distancia lo suficientemente lejos del electrodo de tierra, la variación de posición del electrodo de potencial, desde el electrodo de tierra hasta el electrodo de corriente, no producirá un solapamiento entre los gradientes de cada electrodo, originándose entonces una curva como lo muestra la Figura 7.

Figura 7. Gradientes de potencial y curva de Resistencia de la puesta a tierra vs. Distancia. ⁸



Luego de conseguir una curva como la de la Figura 7, se calculan los valores de las resistencias al 50% y al 70% de la distancia del electrodo de corriente, a estos valores se les calcula la variación porcentual que tienen con respecto a la resistencia al 62% de la distancia del electrodo de corriente y si ambas variaciones son menores del 10% se toma la medición al 62% de la distancia como la resistencia de la puesta a tierra.

1.3.7 Medición de la resistividad del terreno [7].

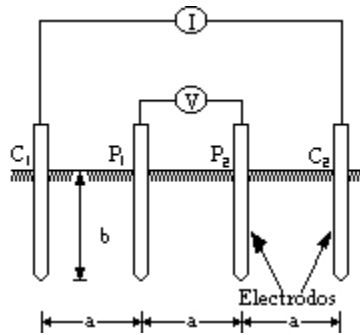
La medición de resistividad es útil para los siguientes propósitos:

- Estimación de la resistencia de puesta a tierra de una estructura o un sistema.

⁸ FUENTE: http://www.epm.com.co/epm/documentos/institucional/pdf/n_aerea_193.pdf

- Estimación de gradientes de potencial incluyendo tensiones de contacto y paso.
- Cálculo del acoplamiento inductivo entre circuitos de potencia y comunicación cercanos.

Figura 8. Medición de la resistividad del terreno.⁹



En la **Figura 8** se describe gráficamente el método de Wenner. Estos electrodos deben ser colocados en línea recta a una misma distancia “a” entre ellos y a una misma profundidad “b”. Las mediciones dependerán de la distancia entre electrodos y del contacto de estos con la tierra. La distancia b no debe exceder un décimo de la distancia a.

El método consiste en inyectar una corriente conocida por los electrodos de prueba C1 y C2. Entre los electrodos de prueba P1 y P2 se mide la diferencia de potencial resultante de la inyección de corriente anterior. Con estos datos se puede calcular la resistencia y el valor de la resistividad del terreno a una profundidad, b, de la siguiente manera:

$$\rho = 2 * \pi * a * R \quad Si \quad b \ll a$$

Donde:

⁹ FUENTE: Reglamento técnico de instalaciones eléctricas – RETIE

ρ = Resistividad promedio a la profundidad, b, (Ohm - m)

π = Constante 3.1416

a = Distancia entre los electrodos (m)

R = Resistencia medida por el Megger (Ohm).

Como los resultados de la medición son normalmente afectados por materiales metálicos enterrados, se recomienda realizar la medición varias veces cambiando el eje de los electrodos unos 90°. Cambiando la profundidad y distancia de los electrodos se puede tener un valor de resistividad más aproximado al real y con ello un mejor diseño del sistema de puesta a construir.

La medición de la resistividad del suelo es comúnmente distorsionada por la existencia de corrientes de tierra y sus armónicas. Para corregir esto, muchos equipos tienen un sistema de control de frecuencia que permite seleccionar la frecuencia de medición con la menor cantidad de ruido y así obtener una medición clara.

La resistividad del terreno se mide principalmente para encontrar la profundidad y grueso de la roca en estudios geofísicos, así como para hallar los puntos óptimos para localizar la red de tierras de una subestación, sistema electrónico, planta generadora o transmisora de radiofrecuencia. Además puede ser empleada para indicar el grado de corrosión de tuberías subterráneas.

Para medir la resistividad del suelo se requiere de un telurómetro o *Megger* de tierras de cuatro terminales, 2 de corriente (C1, C2) y 2 de potencial (P1, P2).

Como la medición obtenida por un telurómetro es puntual, se deben hacer mediciones en varios sentidos, uno a 90 grados del otro, y, en el sentido de las diagonales.

✓ **Calculo de la resistividad como un suelo uniforme por el método de Box-Cox [7]**

Es un método probabilístico (transformación de Box-Cox), en el cual, a partir de los datos obtenidos en campo y asumiendo suelo homogéneo, se calcula un valor de resistividad con una probabilidad del 70% de no ser sobrepasado.

Partiendo de los n datos de resistividad de las lecturas de campo, se aplica el siguiente procedimiento [12]:

1. Se tabulan los datos de resistividad aparente medida p_i .
2. En una columna se colocan los logaritmos naturales de cada una de las medidas $X = \ln p_i$
3. Se halla el promedio de los logaritmos de las resistividades x :

$$\sum_{i=0}^{i=n} X_i/n$$

4. En otra columna se coloca el resultado de $(X_i - x)^2$.
5. Se calcula la desviación estándar s :

$$S = \sqrt{\frac{\sum (X_i - x)^2}{n}}$$

6. De la distribución normal se toma Z para el 70%: 0,524411.
7. Se halla la resistividad (con probabilidad del 70% de no ser superada) por la siguiente fórmula:

$$\rho = \text{anti ln}(SZ + x)$$

1.3.8 Sistema de protección interno NTC 4552-3

El sistema de protección interno evita la ocurrencia de chispas (descargas eléctricas) peligrosas que podrían presentarse en el interior de la estructura a causa de la circulación de la corriente de rayo en el sistema de protección externo o en otras partes conductoras de la estructura.

Puede existir descargas eléctricas peligrosas entre el sistema de protección externo y otros componentes como:

- Instalaciones metálicas
- Sistemas eléctricos y electrónicos que ingresan a la estructura a proteger.
- Partes conductoras externa y líneas conectadas a la estructura.

Las descargas eléctricas peligrosas entre diferentes partes de una instalación pueden ser evitadas con:

- Uniones equipotenciales.
- Aislamiento eléctrico entre las partes en concordancia.

✓ Sistema de protección interna (SPI)

El sistema de protección interna SPI, estará conformado por la instalación de un DPS (dispositivo de protección contra sobretensiones transitorias), equipotencialización con el barraje de tierras del tablero y cableado de puesta a tierra para la instalación.

1.3.9 Dispositivos de protección contra sobretensiones DPS [8].

Los Dispositivos de Protección contra Sobrevoltajes (DPS) son dispositivos cuya función es limitar los sobrevoltajes transitorios y derivar a tierra las magnitudes de sobrecorriente asociadas a las sobretensiones.

De acuerdo a su principio de funcionamiento éstos se clasifican en:

- a) **DPS del tipo switch de voltaje:** DPS que tiene una alta impedancia cuando no se presentan sobretensiones, pero puede tener un cambio repentino de impedancia a un valor muy bajo en respuesta a una sobretensión. Ejemplos comunes de los componentes utilizados como dispositivos de switch de voltaje son: tubos de gas, tiristores (rectificadores de silicón controlada, etc.) y triacs. Este tipo de DPS son algunas veces llamados del tipo “crowbar”.

- b) **DPS del tipo limitador de voltaje:** DPS que tiene una alta impedancia cuando no se presentan sobretensiones, pero que reducirá el valor de la misma a medida que se incrementan la sobretensión. Ejemplos comunes de los componentes utilizados como dispositivos no lineales son los varistores y los diodos supresores. Estos DPS son algunas veces llamados del tipo “clamping”.

De acuerdo a su función dentro de la instalación a ser protegida estos dispositivos se clasifican como se observa a continuación:

- CLASE I.
- CLASE II.
- CLASE III.

1.3.9.1 Clase de DPS según IEC 61643-1 [9]:

Clase 1: Es un DPS para instalar en el tablero general y es capaz de resistir corriente de choque de rayo viene especificado para onda (10/350 μ s) corriente del pulso (I_{IMP}) en kA. Debes escoger un mínimo de 25 kA onda (10/350 μ s) por

polo. Si se desea implementar el nivel de protección mínimo (NIVEL IV) se debe proteger la instalación mínimo con para rayos de 100 kA ($10/350\ \mu\text{s}$).

Clase 2: Es un DPS para instalar en el tablero de distribución y viene especificado para corriente nominal de descarga ($8/20\ \mu\text{s}$) Corriente nominal (I_N) en kA . Se debe escoger un mínimo de 20 kA ($\frac{8}{20}\ \mu\text{s}$) I_N por polo.

Clase 3: Es un DPS para instalar muy cerca del equipo electrónico a proteger.

Energéticamente, los SPD **clase I** están especificados para manejar altos volúmenes de energía (lineamientos IEC 62643), por lo que son instalados en las zonas más expuestas a sobretensiones (interface LPZ OA – 1).

Secuencialmente, el supresor **clase III** maneja poco volumen de energía, pero maneja niveles de voltaje de protección bajos. En lo que concierne a la coordinación de DPS subsecuentemente instalados, el primer impacto es el factor decisivo, ya que los impactos siguientes tienen una menor energía específica, carga y corriente pico; y un tiempo de frente de corriente menor.

1.3.9.2 Especificaciones Técnicas Deseables.

Las características más importantes, relacionadas con la función principal de DPS, el cual debe derivar de forma segura las corrientes de rayo sin producir daños o desconexión del servicio o del DPS, son las siguientes:

- **Corriente de choque de Rayo.**

Este parámetro permite medir el tamaño del DPS, deberá estar indicado en el rotulo del aparato y claramente debe decir cuanta corriente en onda $\frac{10}{350}\ \mu\text{s}$ puede soportar. Para dimensionar un DPS Clase I, primero tenemos que conocer el nivel

de protección que se requiere implementar, este nivel de protección se obtiene del ANALISIS DE RIESGO es decir del resultado del estudio del riesgo que se recomienda bajo la norma internacional 4552-2.

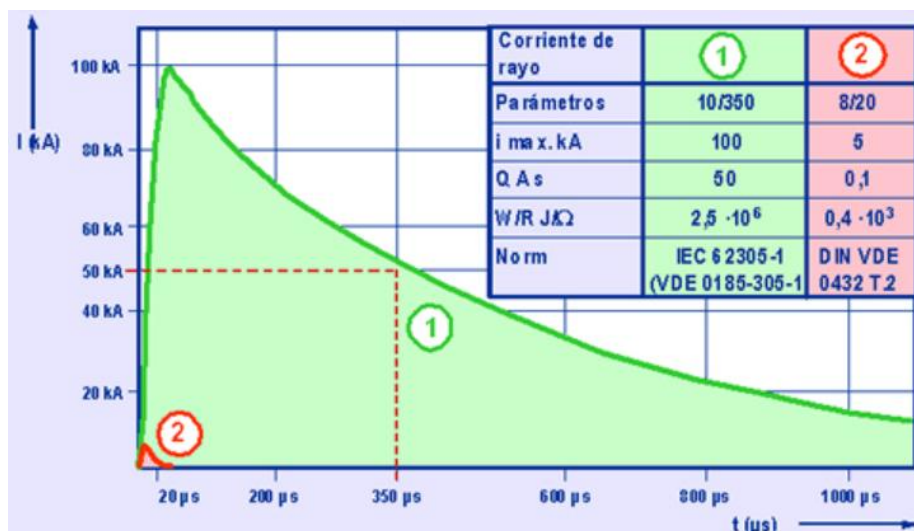
Existen cuatro niveles de seguridad de acuerdo con el análisis del riesgo, definidor por los niveles de corriente de Rayo que el descargador debe soportar:

- ✓ Nivel I: 200 KA 10/350 μs
- ✓ Nivel II: 150 KA 10/350 μs
- ✓ Nivel III: 100 KA 10/350 μs
- ✓ Nivel IV: 100 KA 10/350 μs

Para calcular el tamaño del DPS se toma el 50% de la corriente de rayo y se divide por el número de fases de la acometida y esto nos dará el requerimiento que dimensiona el DPS.

Por ejemplo, si se desea implementar un nivel de protección I, que debe ofrecer una efectividad del 98%, se debe instalar un DPS para 100 [KA] de onda 10/ 350 [μs], o dicho de otra manera, de 25 [kA] por polo.

Figura 9. Formas de ondas. Comparación. ¹⁰



¹⁰ FUENTE: http://www.electropol.com.co/noticias/especificaciones_deseables_de_un_dps.php

- **Corriente nominal de descarga.**

El mismo DPS **Clase I** puede ofrecer protección **I + II**, además puede proteger contra corriente de impulso de rayo de tipo de onda 10/350 [μs] y contra corriente nominal de descarga del tipo de onda 8/20 [μs], In. Esta característica es muy útil, para el caso que se quiera proteger el equipo instalado que se encuentra cercano de la toma de energía.

1.3.9.3 Arreglo de los DPS en las zonas de protección [9].

Se recomienda que tanto las redes de energía como las de información que penetren al volumen a ser protegido lo hagan cerca la una de la otra e interconectadas (las líneas) a la barra común. Esto es especialmente importante para un edificio (o volumen protegido) hecho con materiales no blindados (madera, ladrillos, etc.) Los DPS seleccionados y su integración dentro del sistema eléctrico del volumen a ser protegido deben asegurar que parte de la corriente de la descarga atmosférica sea principalmente drenada al sistema de puesta a tierra hacia las zonas externas LPZ 0A /1.

Una vez que la energía inicial de la corriente parcial de la descarga atmosférica ha sido derivada, los DPS siguientes sólo necesitan ser diseñados para tratar la amenaza remanente del primer dispositivo en la LPZ 0A /1 además de los efectos inducidos por el campo electromagnético en la LPZ1. (Para lograr una óptima protección contra las sobretensiones, todos los conductores de conexión, terminales y cables de los DPS deben ser tan cortos como sea posible). Resulta importante destacar que los conductores de conexión son aquellos que van desde los conductores de la línea hacia el DPS y desde el DPS hasta el sistema de puesta a tierra principal o al conductor protector de tierra.

1.3.9.4 Requerimientos de los DPS

Los requerimientos de los DPS deben obtenerse de acuerdo al concepto de las Zonas de Protección contra Descargas Atmosféricas (Lightning Protection Zones, LPZ). Cuando se selecciona un DPS se deben considerar los siguientes requerimientos:

- Nivel de protección.
- Requerimientos de corriente y energía.
- Sobretensiones temporarias.

Dependiendo de las necesidades propias de cada una de las zonas de protección es que se obtienen los requerimientos de los DPS a emplear.

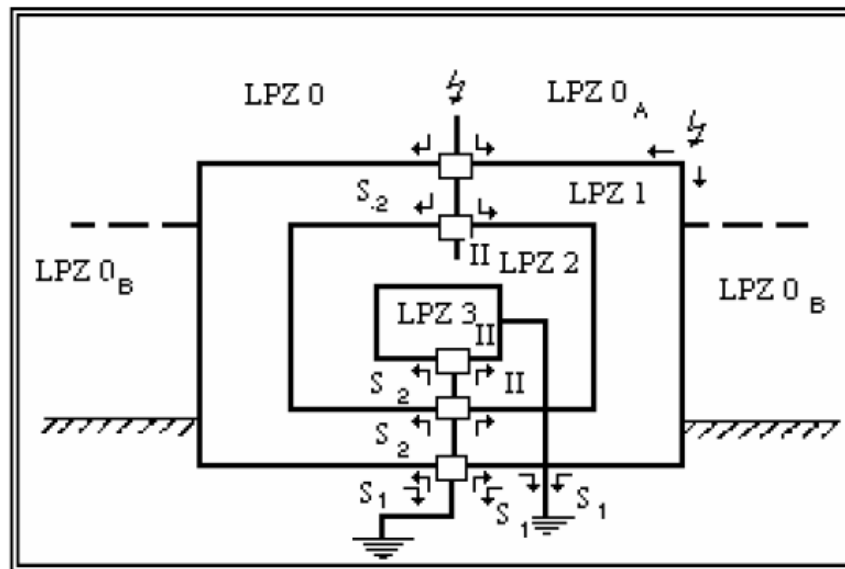
1.3.10 Zonas de protección [10]:

Las LPZ se definen a continuación:

- a) LPZ 0A:** Zonas donde el equipo se ve sujeto a impactos directos de descargas atmosféricas y por consiguiente debe soportar toda la corriente proveniente de éstas. Se experimenta un campo electromagnético sin atenuación alguna.
- b) LPZ 0B:** Zona donde el equipo no se ve sujeto al impacto directo de la descarga atmosférica, pero igualmente experimenta un campo magnético sin atenuación alguna.
- c) LPZ 1:** Zona donde el equipo no se ve sujeto a los impactos directos de las descargas atmosféricas y donde por consiguiente las corrientes en todas las partes capaces de conducir dentro de esta zona, son atenuadas. En esta zona el campo magnético también podría atenuarse dependiendo de las medidas de apantallamiento (entre los que cabe mencionar “bonding”).

d) **Zonas subsecuentes (LPZ 2, LPZ 3...):** Si se quiere una mayor reducción de las corrientes a ser conducidas o del campo magnético a ser experimentado, se deben introducir más zonas de protección. El requerimiento de esas zonas debe ser seleccionado de acuerdo a las zonas ambientales requeridas por el sistema a ser protegido.

Figura 10. Zonas de protección. ¹¹



1.4 DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS UTILIZADOS.

Para la realización del presente trabajo, se requieren de herramientas que permitan efectuar las distintas mediciones necesarias con el fin de recopilar información indispensable sobre el estado actual del sistema, pudiendo de esta manera detectar fallas o falencias, acerca de las cuales se harán una serie de propuestas para su optimización.

¹¹ FUENTE: IV Jornadas Latinoamericanas y Iberoamericanas en Alta Tensión y Aislamiento Eléctrico. ALTAE 99. Curso Tutorial. "Protection of Sensitive Equipment Against Lightning Electromagnetic Effects". MEDELLÍN – COLOMBIA, Octubre 14 al 16 de 1999.

Los equipos utilizados se describen a continuación:

- Analizador de redes.
- Telurómetro.
- Multímetro Digital.
- Detector de tensión.

1.4.1 Analizador de redes.

El analizador de redes es un equipo portátil de adquisición de datos que mediante un software permite la visualización gráfica de los datos obtenidos.

El analizador de redes mide mediante tres entradas de tensión a.c. y tres entradas de corriente a.c. a intervalos de tiempo programables, los valores de tensión, corriente, potencia activa y frecuencia de un sistema trifásico, en forma simultánea para las tres fases.

Calcula mediante un procesador interno, el factor de potencia, potencias reactivas (inductivas y capacitivas) de las tres fases, así como las energías activa y reactiva (inductiva y capacitiva).

Registra toda la información en una memoria interna de 256 kb para su posterior almacenamiento.

En dicha memoria guarda periódicamente los datos medidos y calculados (con definición entre 1 segundo y 4 horas, programable) y las formas de onda de tensión y corriente de cada fase para un posterior análisis de armónicos. Además, mediante un display de cristal líquido de dos líneas de 16 caracteres, se pueden visualizar los valores instantáneos, máximos y mínimos de cada parámetro y de cada fase, mediante el Lector de Tarjetas de Memoria se pasa la información guardada en la tarjeta a un computador para su posterior procesamiento.

Características Generales

- Marca: POWER VISA DRANETZ
- Tensión de alimentación. 120 V (+ 10%; - 15%)
- Frecuencia: 50/60 Hz
- Temperatura de trabajo: 0 / 50 °C
- Circuito de medida: Trifásico.
- Rangos de medida de tensión: 20 a 500 V A.C. (entre fase y neutro)
- Frecuencia: de 45 a 65 Hz
- Rangos de medición de corriente: 300 – 3000 A

1.4.2 Telurómetro.

Instrumento utilizado para realizar mediciones tales como: resistencia de tierra, resistencia de aislamiento, continuidad de conductores de protección, de acuerdo con los procedimientos estipulados en la Norma EN 61557.

Está construido con tecnología SMD, el display de LCD posee una iluminación posterior la cual ofrece una fácil lectura de los datos obtenidos durante la medición, así como una amplia variedad de datos parciales, parámetros y mensajes.

Características Generales

- Marca: METREL
- Alimentación: 6Vc.c. (4x1.5V, Pila IEC LR14)
- Categoría de sobretensión: CATIII /300V ó CATII /600V
- Grado de polución: 2
- Grado de protección: IP 44
- Rango de temperatura: 0-40°C
- Rango nominal temp. (Ref.) : 10-30°C
- Humedad máxima: 85% RH (0-40°C)

- Rango nomina humedad (Ref.): 40-60% RH
- Dimensiones: 26.5 x 11 x 18.5cm
- Peso (sin accesorios, con pilas): 1.7kg
- Pantalla: LCD
- Conexión a PC: RS 232
- Clasificación de protección: doble aislamiento
- Memorias: 1000 mediciones aprox.

1.4.3 Multímetro digital.

Un multímetro, a veces también denominado polímetro o tester, es un instrumento electrónico de medida que combina varias funciones en una sola unidad. Las más comunes son las de voltímetro, amperímetro y óhmetro. Entre las funciones básicas del multímetro, están las siguientes:

- Un comprobador de continuidad, que emite un sonido cuando el circuito bajo prueba no está interrumpido o la resistencia no supera un cierto nivel.
- Presentación de resultados mediante dígitos en una pantalla, en lugar de lectura en una escala.
- Amplificador para aumentar la sensibilidad, para medida de tensiones o corrientes muy pequeñas o resistencias de muy alto valor.
- Medida de inductancias y capacitancias.
- Comprobador de diodos y transistores.
- Escalas y zócalos para la medida de temperatura mediante termopares normalizados.

Especificaciones Generales

- Tamaño: 142.3 mm L x 70.5 mm W x 34.6 mm
- Peso: 286 g
- Batería: Alcalina: 650 horas continuas
- Carbón – Zinc: 450 Horas continuas

Especificaciones técnicas, Tipo de medida Rango y Resolución

- Tensión DC 4000 mV*, 4.000V, 40.00V, 400V, 600V \pm (1.5%+1)
- Tensión AC 4000 mV, 4.000V, 40.00V, 400V, 600V \pm (2.9%+3)
- Resistencia 400.0 Ω 4.000k Ω 40.00k Ω 400.0k Ω 4.000M Ω 40.00M Ω \pm (1.5%+1)
- Capacitancia 1.000 μ F, 10.00 μ F, 100.0 μ F, 1000 μ F, 10,000 μ F N/A

1.4.4 Detector de tensión.

Un detector de tensión, es un instrumento electrónico de medida uní funcional, que emite un sonido cuando en el circuito hay evidencia de presencia de tensión así como la emisión de una luz, este dispositivo sirve como elemento de seguridad para comprobar la ausencia de tensión.

2 ESTACION DE RADIO DE LA UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER FRECUENCIA FM.

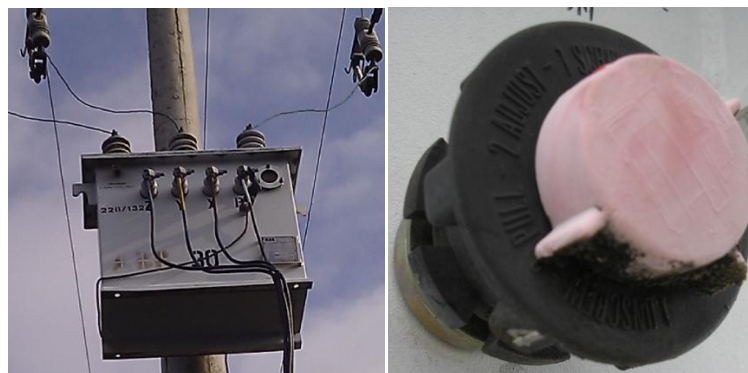
2.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ACTUAL.

- Transformador trifásico 30 kVA.
 - Torre autoportada.
 - Planta generadora de emergencia.
- ✓ **Transformador trifásico** ubicado a 8.10 mts de la estructura a proteger.

Tabla 1. Datos de placa del transformador trifásico.

Características			
Eléctricas		Construcción	
Potencia Aparente (S)	30 kVA	Marca	ABB
V nominal primario	13,2 kV	Modelo No.	180230
V nominal secundario línea	228 V	Tipo de conexión	Dy5
V nominal secundario fase	132 V	Año fabricación	1997
Frecuencia	60 Hz	Nivel aislamiento dev. AT	95 kV
I nominal primario	1,31 A	Nivel aislamiento dev. BT	30 kV
I nominal secundario	75,97 A	Numero aisladores AT	3
Icc kA	0,25	Numero aisladores BT	4
Duración cc seg.	0,77	Medio de refrigeración	Aceite
Posición del TAP	1 (mínimo)	Temperatura de referencia	85°C

Figura 11. Transformador trifásico 30 kVA y el Tap.



- ✓ **Totalizador** ubicado a 1.5 mts del suelo. Referencia TCD 134100 100 Amp.
Calibre del totalizador 2 AWG 600 V.

Figura 12. Totalizador.



En los alrededores de la estructura a proteger existen dos transformadores monofásicos a extremos del transformador trifásico.

- ✓ **Transformador monofásico** es de 15 kVA ubicado a 18 mts de la estructura a proteger.

Figura 13. Transformador monofásico.



- ✓ **Contador** ubicado a 1,5 mts del piso. Trifásico tetrafilar 3*120/208 V 20 – 100 A 60 Hz. Tipo ET 415 -2 clase 2 100 Rev. /kWh.

Figura 14. Contador.



- ✓ **Equipo sensible a proteger.**

HARRIS super citer, 220 VAC 3 ϕ 60 Hz, Z5 FM 3/25/2002, part N° 994-9683-901.
FCC ID: BOIZ5CD. SERIAL N°: MPO 1825000002. OTHER ID: 122 061 102.
FREQUENCY: 96.9 MHz, Transmisores FM 5kW.

- ✓ Potencia de salida: 5 kW nominales; 1.25kW a 5.5kW tipo notificado área de distribución.
- ✓ Factor de Potencia FP: para el sistema trifásico: $\geq 0,95$; para un sistema monofásico: $\geq 0,8$.

Figura 15. Placa del equipo a proteger.



✓ **Tablero T1.**

Tablero trifásico 18 puestos, se encuentra ubicado en el cuarto donde está el equipo a proteger, los calibres de entrada son # 2 AWG esta directo conectado al totalizador y esté conectado al contador, los calibres de alimentación son #12 AWG excepto la alimentación al equipo a proteger que es # 8 AWG, el neutro y la tierra son iguales y tienen un calibre #14 AWG.

Figura 16. Tablero T1.

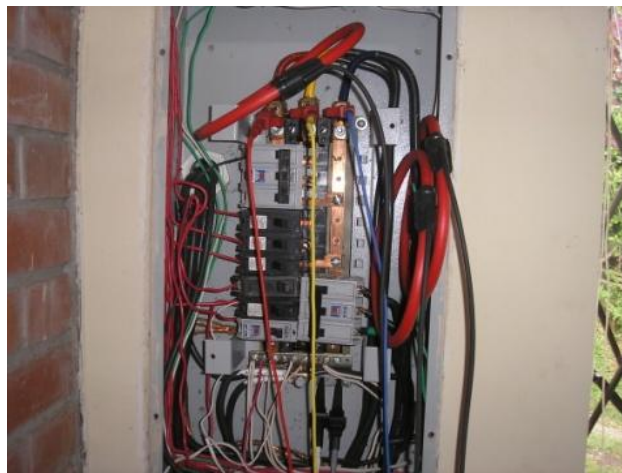


Tabla 2. Cuadro de cargas.

TABLERO GENERAL T1														
CIRCUITO	LUCES		TOMAS		FASES				CARGA	CORRIENTE	CALIBRE	DUCTO PVC	PROTECCION	OBSERVACIONES
	COM	ESP	COM	ESP	A	B	C	Fp						
7	1		5		916,7			0.9	916,7	7,6391	#12 AWG	1/2"	15A	
9			4			720		0.9	720	6	#12 AWG	1/2"	15A	
11	3						393,33	0.9	393,33	3,2777	#12 AWG	1/2"	15A	
13	2		3			573,33		0.9	573,33	4,7777	#12 AWG	1/2"	20A	
15				1			135	0.9	135	1,125	#12 AWG	1/2"	15A	ALARMA SEGURIDAD
14,16,18.					1,7416 kVA	1,7416 kVA	1,7416 kVA	0.95	5,2248 kVA	14,5025	#8 AWG	1 1/2"	70A	EQUIPOS SENSIBLE
2,4,6,8,10,12														NO HAY BREAKER
1,3,5,17													20 A C/u	RESERVA
TOTALES	6		12	1	2656,7	3034,93	2269,93	0,9	7963,16	37,3213	3#2,5#14,3#6			

✓ **Planta generadora.**

Generador KOHLER Modelo: 20R0ZJ81, Serial: 383806, Frecuencia de operación (f): 60 Hz, 1800 RPM, Tensión (V): 127/220 VAC, Potencia activa (P): 25 kW, Potencia Aparente (S): 31 kW, Factor de potencia (Fp): 0.8, Corriente nominal (In): 87 A, Batería: 12 V y Aislamiento Clase NEMA H.

Figura 17. Planta generadora.

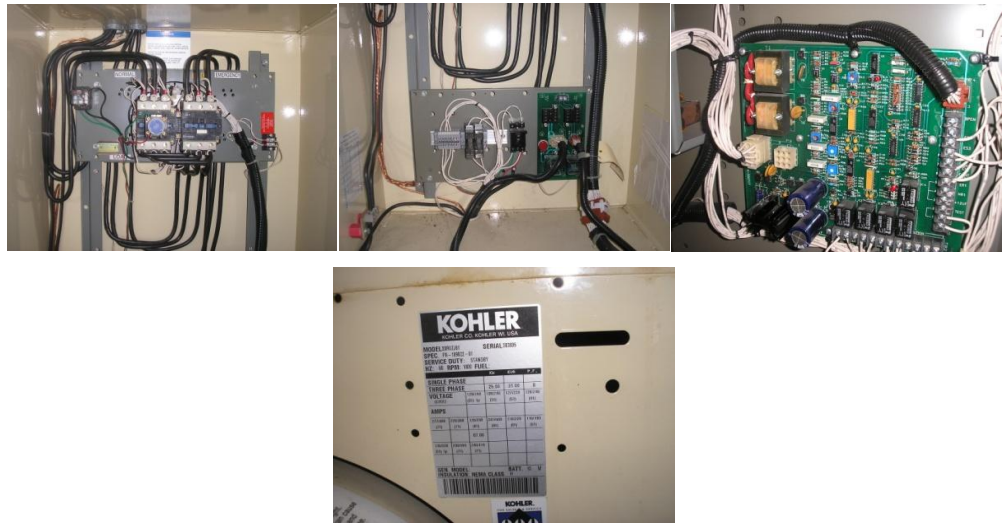
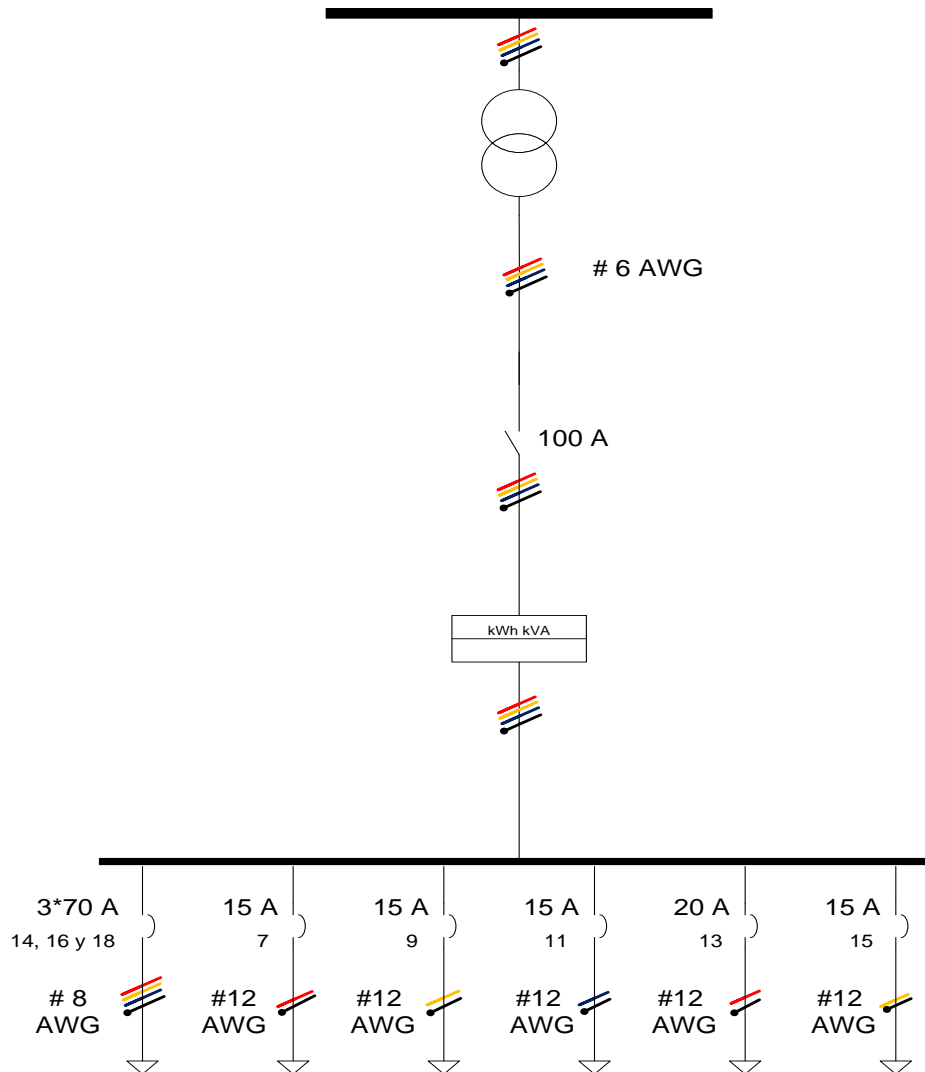


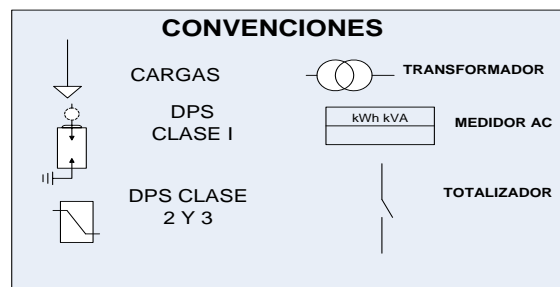
Figura 18. Diagrama unifilar actual de la estructura a proteger.



ESPECIFICACIONES

CONTADOR: Trifásico tetrafilar 3*120/208 Tipo E 415-2 clase 2 100Rev/KWh

TOTALIZADOR: TCD 134100 100 [A] 600 [V]



2.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN EXTERNA.

El sistema de protección externa en la antena de radio para la protección del equipo sensible está constituido por un sistema de captación, los bajantes, y el sistema de puesta a tierra.

El sistema de captación está en el poste adyacente a la estructura a proteger, constituido por un cable de guarda de calibre #2AWG y en la punta de la antena de radio con terminales de captación tipo franklin garantizando la capacidad de conducción y continuidad eléctrica, el cual está conectado sólidamente a la estructura de la torre mediante una conexión exotérmica capaz de soportar los esfuerzos mecánicos y eléctricos de una posible descarga directa a la torre (ubicado en la zona de protección LPZ 0A).

El sistema de bajantes es el encargado de llevar la corriente de rayo fluyendo a través del sistema de captación a tierra para disiparlas, el sistema tiene dos bajantes uno para el transformador y otro para la antena de radio, los cables son trenzados de aluminio y de calibre 1/0.

El sistema de puesta a tierra en la torre de comunicaciones está conformada por 4 varillas de 2.4 m COPPER GROUND enterradas verticalmente, interconectadas entre sí (equipotencializadas), cada electrodo de puesta a tierra se encuentra en los apoyos de la antena, el electrodo soldado exotérmicamente a dichos apoyos contenidos en un tubo de PVC 10" y de 1.50 m de largo recubierto con FAVIGEL con el fin de reducir en forma efectiva y permanente la resistencia de la puesta a tierra.

El transformador tiene un electrodo de puesta a tierra con soldadura exotérmica contenido en un tubo de PVC 10" y de 1.50 m de largo, al lado del poste a 3,20 m, no está equipotencializada con la tierra de la antena de comunicaciones, esta

puesta a tierra es la misma del equipo sensible a proteger y de la planta generadora de energía.

2.3 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.

2.3.1 Medición de resistividad del terreno.

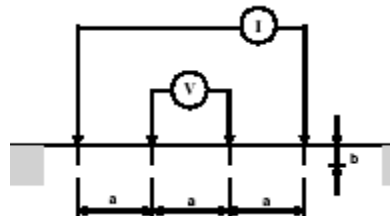
2.3.1.1 Datos de campo

Para la recolección de datos se tomaron medidas en direcciones ORIENTE-OCCIDENTE y NORTE-SUR.

Para realizar la medición de la resistividad del terreno se utilizó el método de Wenner, el cual está referenciado por el RETIE [7].

Disposición del montaje utilizado para la medición:

Figura 19. Esquema de medición de resistividad aparente. ¹²



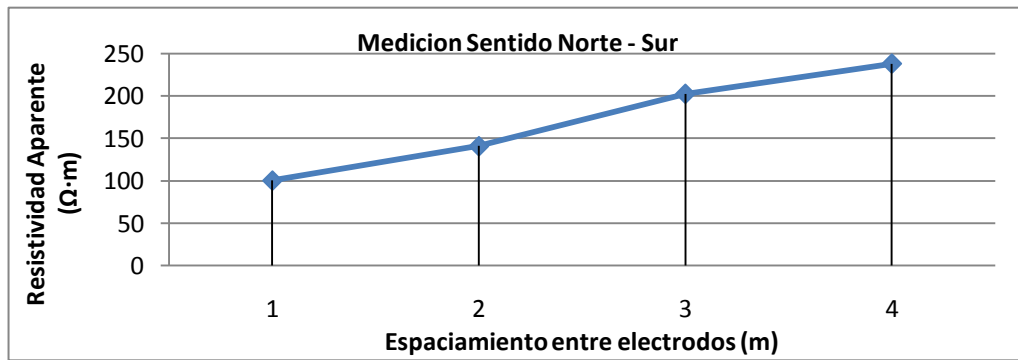
¹² FUENTE: RETIE Art. 15.5.1 Pág.: 64

- **Sentido Norte – Sur**

Tabla 3. Datos sentido Norte – Sur.

Distancia (m)	R (Ω)	ρ ($\Omega \cdot m$) Practico	ρ ($\Omega \cdot m$) Teórico
1	15,18	95,1	100,53
2	11,06	139,7	140,93
3	10,68	208	202,58
4	9,44	237	238,09

Figura 20. Grafica de los datos de la medición sentido Norte – Sur.

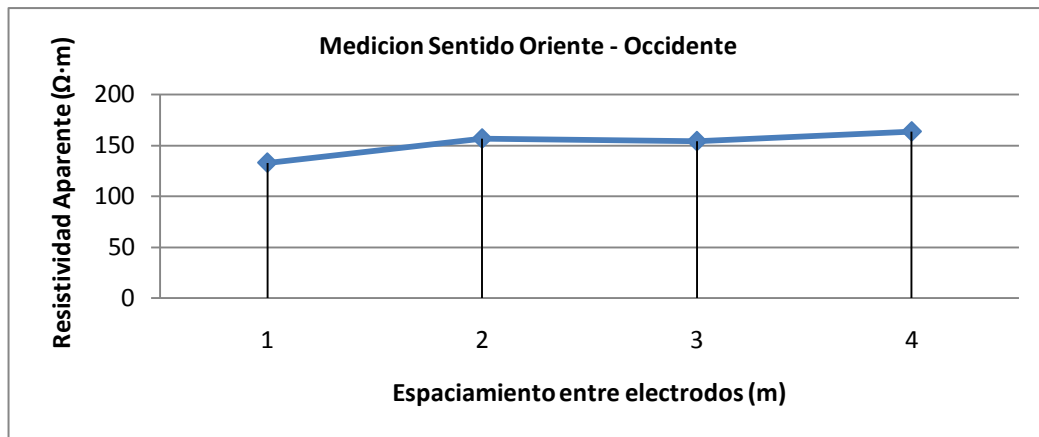


- **Sentido Oriente - Occidente**

Tabla 4. Datos sentido Oriente – Occidente.

Distancia (m)	R (Ω)	ρ ($\Omega \cdot m$) Practico	ρ ($\Omega \cdot m$) Teórico
1	20,1	125,8	133,11
2	12,3	154,3	156,73
3	8,13	153,1	154,21
4	6,49	163,9	163,69

Figura 21. Grafica de los datos de la medición sentido Oriente-Occidente



Realizando las respectivas graficas para evaluar las tendencias de perfil de resistividades, se observa que el terreno tiene una tendencia resistiva estratificada, sin embargo de acuerdo a las cifras obtenidas, estas son aproximadamente del mismo orden de decenas, por lo tanto se toma el terreno como homogéneo de una sola capa y se halla la resistividad aparente mediante el método de Box-Cox, el cual fue descrito en el Marco teórico.

2.3.1.2 Método de Box - Cox

- Sentido Norte – Sur

Tabla 5. Datos del Método de Box – Cox, sentido Norte – Sur.

A	ρ_i	$X_i = \ln \rho_i$	$ (X_i - \bar{x}) ^2$
1	95,1	4,5549	0,2705
2	139,7	4,9394	0.0184
3	208	5,3375	0.0689
4	237	5,4680	0.1545

$$x = \sum_{i=0}^{i=n} \frac{Xi}{n} = \frac{4,5549 + 4,9394 + 5,3375 + 5,4680}{4} = 5,075$$

$$Z = \frac{\sum(Xi - x)^2}{n} = \frac{0,2705 + 0,0184 + 0,0689 + 0,1545}{4} = 0,1280$$

$$S = \sqrt{\frac{\sum(Xi - x)^2}{n}} = \sqrt{0,1280} = 0,3578$$

$$\rho_a = \text{anti ln}(SZ + x) = e^{(0,3578 * 0,1280 + 5,075)} = 167,475 \Omega \cdot \text{m}$$

- **Sentido Oriente - Occidente**

Tabla 6. Datos del Método de Box – Cox, sentido Oriente – Occidente.

A	ρ_i	$X_i = \ln \rho_i$	$ (Xi - x) ^2$
1	125,8	4,8346	0,0277
2	154,3	5,0388	0,0014
3	153,1	5,0310	0,0009
4	163,9	5,0992	0,0097

$$x = \sum_{i=0}^{i=n} \frac{Xi}{n} = \frac{4,8346 + 5,0388 + 5,0310 + 5,0992}{4} = 5,001$$

$$Z = \frac{\sum(Xi - x)^2}{n} = \frac{0,0277 + 0,0014 + 0,0009 + 0,0097}{5} = 0,0099$$

$$S = \sqrt{\frac{\sum(Xi - x)^2}{n}} = \sqrt{0,0099} = 0,996$$

$$\rho_a = \text{anti ln}(SZ + x) = e^{(0,996 * 0,0099 + 5,001)} = 148,706 \Omega \cdot \text{m}$$

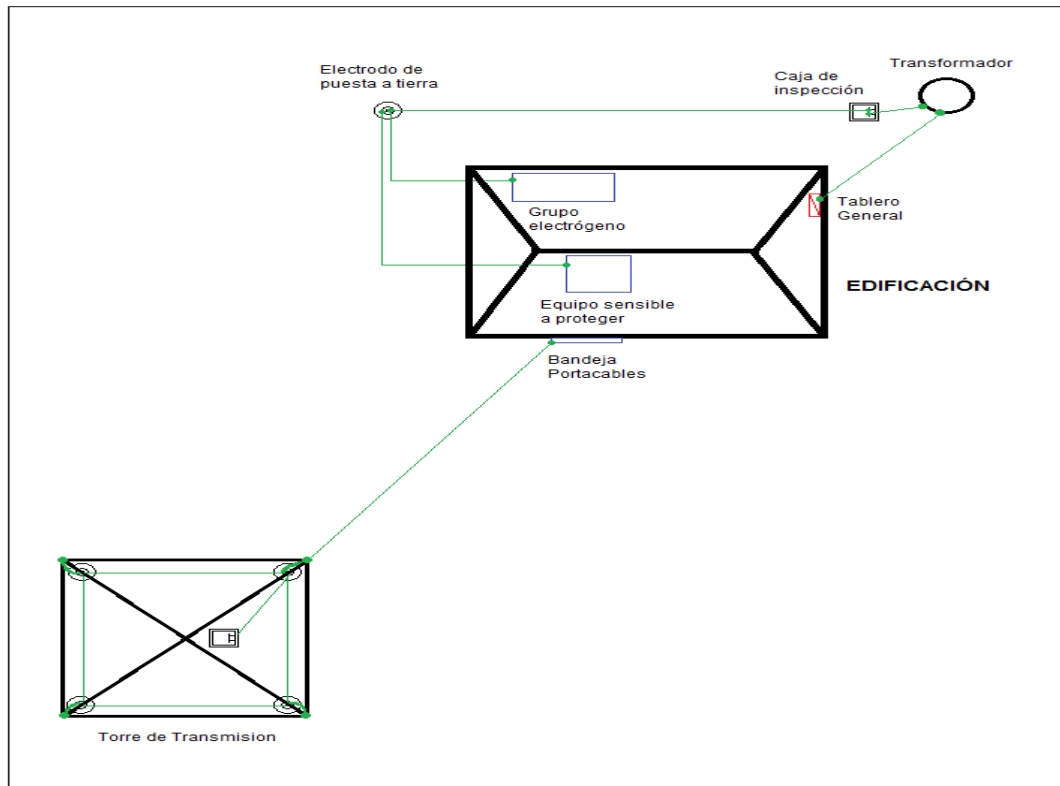
Según lo anterior se toma como resistividad aparente del terreno $168 \Omega \cdot m$, optando así por la condición más desfavorable.

2.3.2 Medición de las resistencias de puesta a tierra del sistema.

A continuación se presentaran los datos obtenidos de la medición de la resistencia de puesta a tierra, tanto para el transformador trifásico como para la torre de comunicación, acompañados respectivamente por las gráficas que representan la relación entre la distancia entre electrodos empleados en la medida y la resistencia de la puesta a tierra que se mide.

En la figura siguiente se puede observar un esquema generalizado del sistema de puesta a tierra de la estructura a proteger, el cual está compuesto por un electrodo de puesta a tierra ubicado aproximadamente 2 mts de dicha estructura, a este electrodo está conectado el transformador trifásico, la planta generadora de respaldo y el equipo sensible a proteger. También está compuesto por una puesta a tierra en la torre de comunicación, el cual consta de 4 electrodos de puesta a tierra equipotencializados.

Figura 22. Sistema de puesta a tierra.

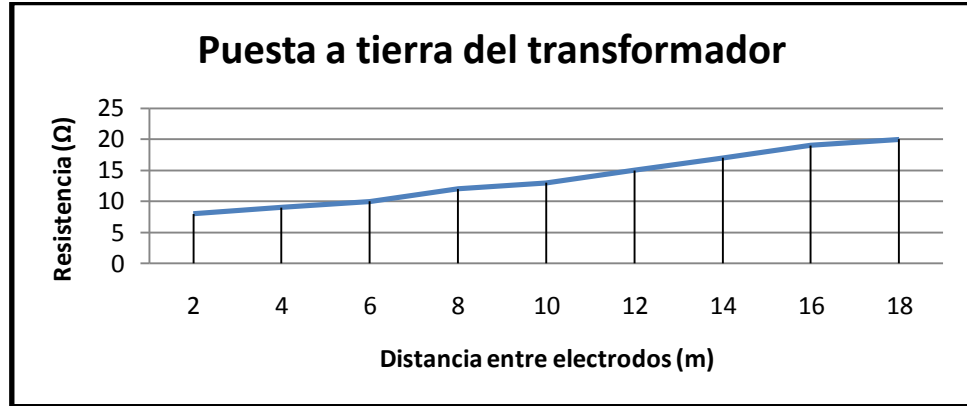


2.3.2.1 Resistencia de la puesta a tierra del transformador trifásico.

Tabla 7. Datos medición de la resistencia de puesta a tierra del transformador trifásico.

Distancia del electrodo de corriente (m)	Distancia del electrodo de potencial (m)	Resistencia (Ω)
20	2	8
	4	9
	6	10
	8	12
	10	13
	12	15
	14	17
	16	19
	18	20

Figura 23. Relación Resistencia vs. Distancia electrodos para la puesta a tierra del transformador.



A continuación se presentan el valor obtenido para el valor de la resistencia de la puesta a tierra obtenidos con el método de la caída de potencial o del 62%.

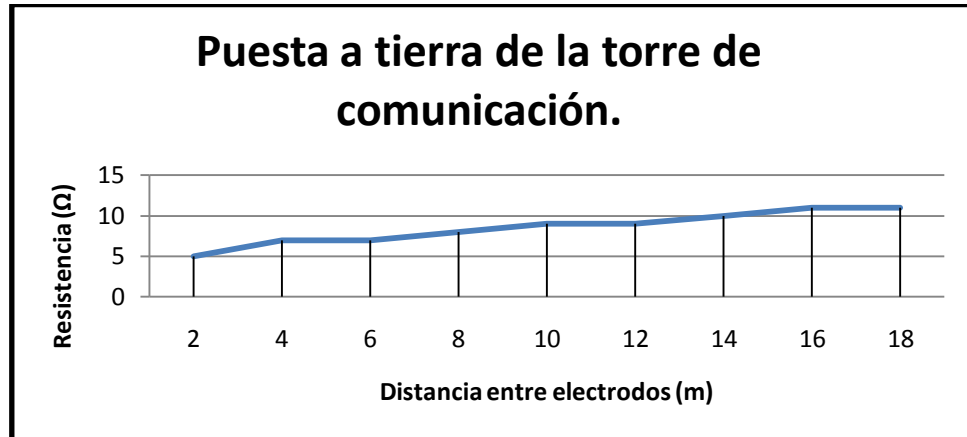
Resistencia de la puesta a tierra del transformador = 15,4 Ω.

2.3.2.2 Resistencia de la puesta a tierra de la torre de comunicación.

Tabla 8. Datos medición de la resistencia de puesta a tierra de la torre de comunicación.

Distancia del electrodo de corriente (m)	Distancia del electrodo de potencial (m)	Resistencia (Ω)
20	2	5
	4	7
	6	7
	8	8
	10	9
	12	9
	14	10
	16	11
	18	11

Figura 24. Relación Resistencia vs. Distancia electrodos para la puesta a tierra de la torre de comunicación.



A continuación se presentan el valor obtenido para el valor de la resistencia de la puesta a tierra obtenidos con el método de la caída de potencial o del 62%.

Resistencia de la puesta a tierra de la torre de comunicaciones = 9,2 Ω.

2.3.3 Registro fotográfico del sistema de puesta a tierra.

Figura 25. Puesta a tierra del transformador trifásico, equipo sensible y la planta de emergencia.



Puesta a tierra del transformador conectada a un electrodo del equipo sensible y la planta generadora de emergencia.

Figura 26. Electrodo de puesta a tierra del transformador trifásico, equipo sensible y la planta de emergencia.



electrodo de puesta a tierra,conectado a la tierra del transformador,en este electrodo esta el equipo sensible y la planta de emergencia, no esta equipotencializado con la tierra de la torre.

Figura 27. Caja de inspección de la puesta a tierra de la torre de comunicación.



caja de inspeccion de la puesta a tierra de la antena de radio.



barra de union de las puestas a tierra de la antena de radio.

Figura 28. Bajante y electrodo de puesta a tierra de la torre de comunicación.



bajante de la antena de radio a tierra.

electrodo de puesta a tierra,varilla de 2,4 mts COPPERGROUND,recubierto con favigel para reducir en forma efectiva la resistencia de la puesta a tierra.

Figura 29. Bajante de la torre de comunicación.



2.4 REGISTRO FOTOGRAFICO DE LA ESTRUCTURA A PROTEGER.

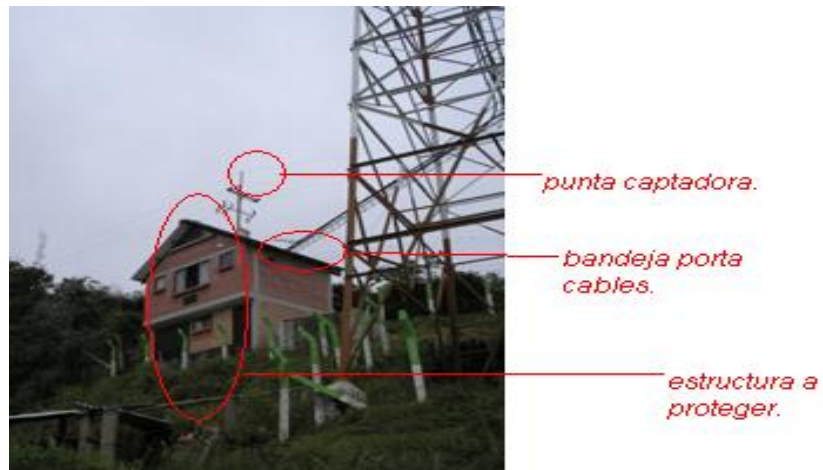
Figura 30. Antena de radio.



Figura 31. Bandeja portacables.



Figura 32. Estructura a proteger.



3 ANÁLISIS DE RIESGO POR DESCARGAS ATMOSFERICAS ESTACION EMISORA UIS FM UBICADA EN MORRORICO, SANTANDER.

El siguiente análisis de riesgo aplica para la estructura de la estación emisora UIS FM, ubicado en Morrórico, Santander. El análisis se encuentra referenciado bajo la norma ICONTEC NTC 4552-2 de 2008.

En adelante cuando se haga referencia a “la estructura”, se entenderá que se está hablando del respectivo edificio a proteger.

Tabla 9. Datos generales.

PARÁMETRO	COMENTARIO	SIMBOLO	VALOR
Dimensiones (m)	Generales	L x W x H	6x6x5
Factor de Localización ¹³	Objeto rodeado de objetos o arboles más altos	Cd	0.25
Probabilidad de daño a la estructura por descargas directas	Estructura no protegida	P _B	1
Blindaje de la estructura	No hay	KS1	1
Blindaje interno de la estructura	No hay	KS2	1
Densidad de descargas a tierra ¹⁴	1/(km ² x año)	DDT	1
Personas presentes en la estructura ¹⁵	Al interior de la estructura	nt	4

3.1 EVALUACION DE LOS COMPONENTES DE RIESGO

A continuación se resumen los cálculos de las componentes de riesgo para la estructura:

¹³ Se considera que la emisora se encuentra en una zona agrícola.

¹⁴ FUENTE: NTC 4552-1, Tabla A6 en la página 37, del 2008, para la ciudad de Bucaramanga.

¹⁵ Dato entregado por el cliente.

Tabla 10. Componentes de riesgo en estructuras. ¹⁶

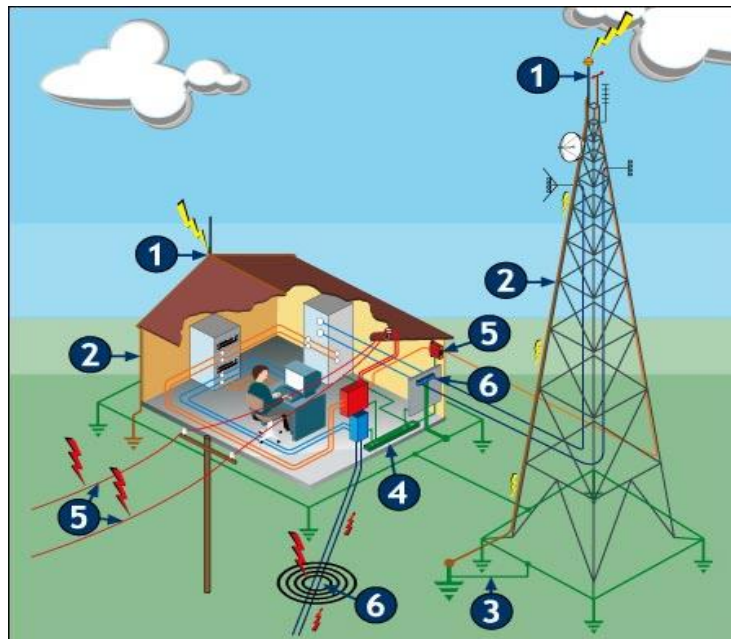
Daño	Descargas sobre la Estructura S1	Descargas cercanas a la estructura S2	Descargas sobre las acometidas de servicios S3 (1)	Descargas cercanas a las acometidas de servicios S4 (1)
D1	$R_A = N_D * P_A * L_A$		$R_U = (N_L + N_{Da}) * P_U * L_U$	
D2	$R_B = N_D * P_B * L_B$		$R_V = (N_L + N_{Da}) * P_V * L_V$	
D3	$R_C = N_D * P_C * L_C$	$R_M = N_M * P_M * L_M$	$R_W = (N_L + N_{Da}) * P_W * L_W$	$R_Z = (N_I - N_L) * P_Z * L_Z$

1) Si la línea tiene más de una sección (aérea, subterránea, apantallada, sin apantallamiento), el valor de R_U , R_V y R_W serán la suma de los valores R_U , R_V y R_W pertinentes a cada sección de la línea. En caso de que a la estructura lleguen más líneas conectadas a través de diferentes rutas, el cálculo se debe hacer para cada línea.

NOTA 1 Las componentes L_x varían de acuerdo al tipo de riesgo a evaluar (R_1 , R_2 , R_3 , R_4)

NOTA 2 Para el cálculo de R_Z si $(N_I - N_L) \leq 0$ entonces $R_Z = 0$

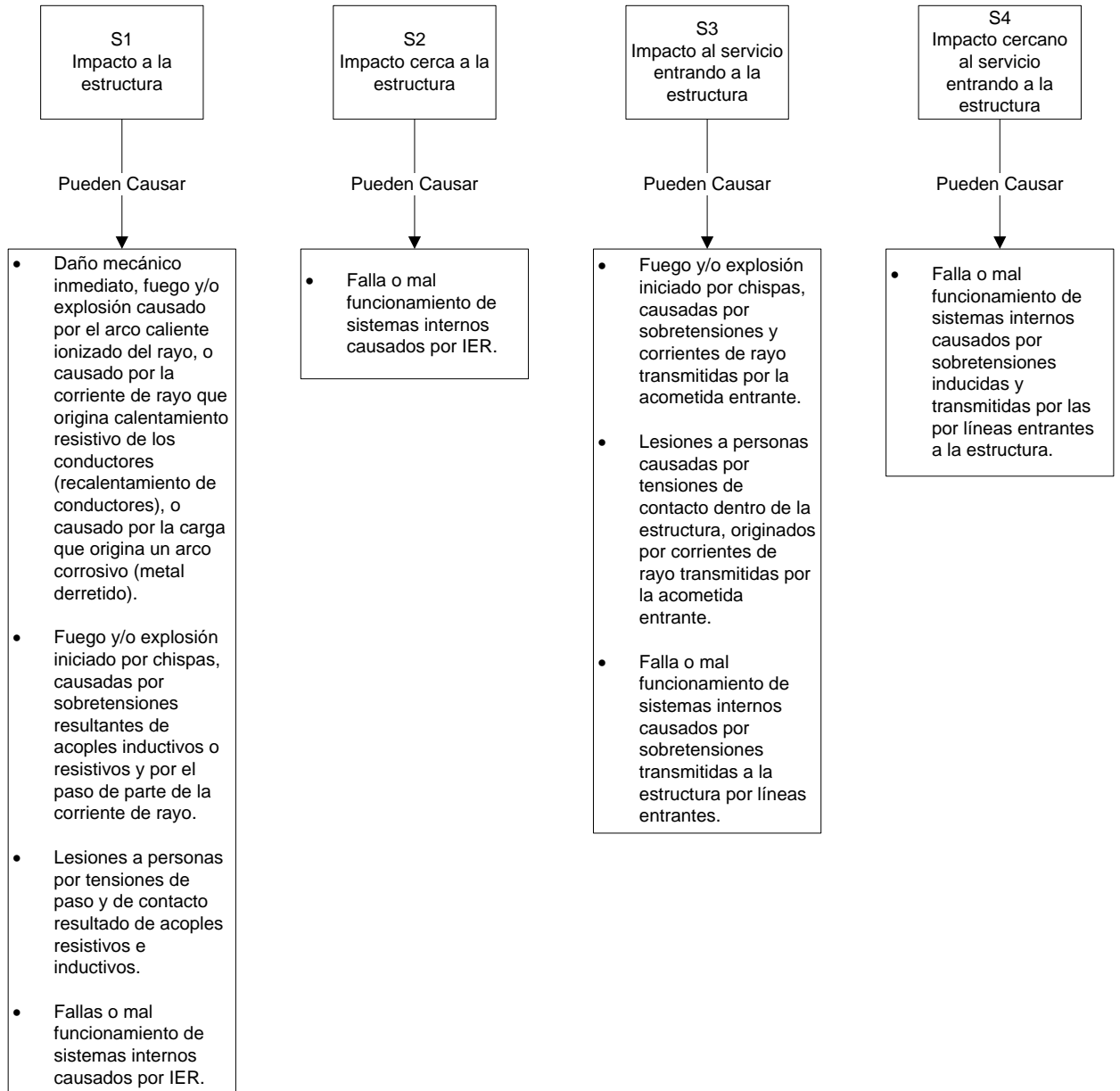
Figura 33. Esquema de descargas atmosféricas. ¹⁷



¹⁶ FUENTE: NTC 4552-2, Tabla 8 en la página 22, del 2008.

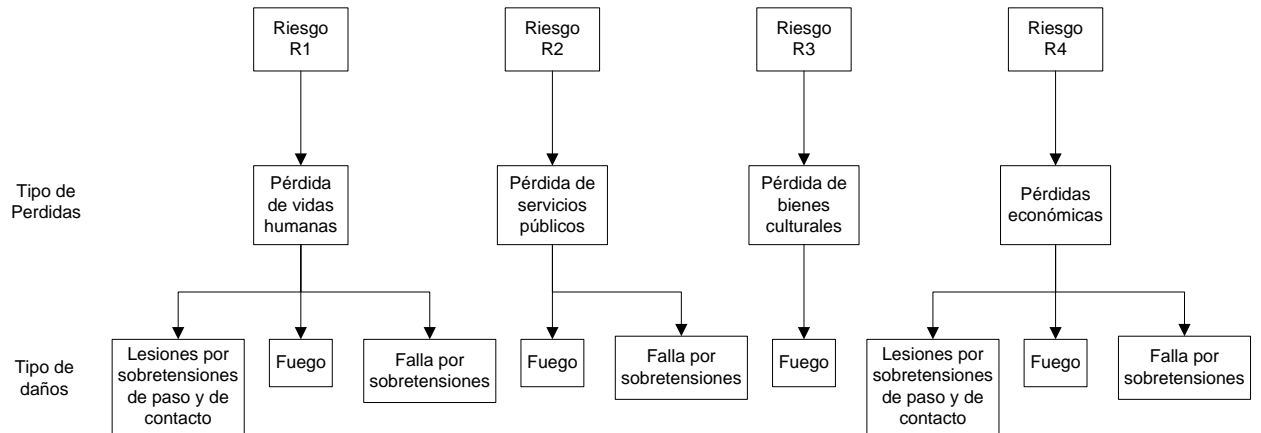
¹⁷ FUENTE: <http://www.ruelsa.com/notas/tierras/pe50.html>

Figura 34. Fuente de daños por descargas atmosféricas. ¹⁸



¹⁸ FUENTE: Autor.

Figura 35. Tipo de pérdidas como resultado de diferentes tipos de daño. ¹⁹



3.2 CALCULOS

3.2.1 Promedio anual de descargas (N_D)

$$N_D = DDT * A_d * C_d * 10^{-6}$$

DDT: Densidad de descargas a tierra

A_d: Área efectiva de la estructura aislada

C_d: Factor de influencia por localización de la estructura.

$$DDT = 1$$

$$A_d = L * W + 6 * H * (L + W) + 9 * \pi * (H)^2$$

$$A_d = 6 * 6 + 6 * 5 * (6 + 6) + 9 * \pi * (5)^2 = 1102.86 \text{ m}^2$$

$$C_d = 0.25$$

$$N_D = 1 * 1102.86 * 0.25 * 10^{-6} = 0.000276$$

¹⁹ FUENTE: NTC 4552-1, Figura 1 de la página 14, del 2008.

3.2.2 Evaluación del promedio anual de descargas sobre estructuras adyacentes ($N_{D/A}$)

$$N_{d/a} = DDT * A_{d/a} * C_{d/a} * C_t * 10^{-6}$$

Donde:

DDT: Densidad de rayos a tierra

$A_{d/a}$: Área efectiva de la estructura adyacente aislada

$C_{d/a}$: Factor que toma en cuenta la influencia de la localización relativa de la estructura adyacente.

$$A_{d/a} = L * W + 6 * H * (L + W) + 9 * \pi * (H)^2$$

$$A_{d/a} = 8 * 8 + 6 * 24 * (8 + 8) + 9 * \pi * (24)^2 = 18654.054 \text{ m}^2$$

$$C_{d/a} = 0.5^{20}$$

$$C_t = 0.2^{21}$$

$$N_{d/a} = 1 * 18654.054 * 0.5 * 0.2 * 10^{-6} = 0.0018654$$

3.2.3 Evaluación del número promedio anual de descargas cercanas a la estructura (N_M)

$$N_M = DDT * (A_m - A_{d/b} * C_{d/b}) * 10^{-6}$$

Donde

$A_{d/b}$ = área efectiva de la estructura = $1102.86 \text{ m}^2 = A$

$C_{d/b}$ = Factor de influencia por la localización de la estructura = 0,25

A_m = Área de influencia de la estructura

²⁰ FUENTE: NTC 4552-2, Tabla 10 página 26, del 2008.

²¹ FUENTE: NTC 4552-2, Tabla 11 página 26, del 2008.

$$A_m = (L + 250) * (W + 250) \text{ Donde } L = 6 \text{ m}, W = 6 \text{ m}$$

$$A_m = 65536 \text{ m}^2.$$

$$N_M = 1 * (65536 - 1102.86 * 0.25) * 10^{-6} = 0.06526$$

3.2.4 Evaluación del número promedio anual de descargas sobre las acometidas de servicios (N_L)

$$N_L = DDT * A_l * C_d * C_t * 10^{-6}$$

A_l = área efectiva de descargas del servicio ²²

$$A_l = (L_c - 3 * (H_a + H_b)) * \sqrt{\rho}$$

L_c = longitud acometida (Subterránea) = 9.6 m

H_a = altura de la estructura de donde proviene la acometida = 12 m

H_b = altura del punto de la estructura por donde ingresa la acometida = 1.5 m

ρ = Resistividad del terreno donde la acometida está enterrada = 168 $\Omega \cdot m$

$$A_l = (9.6 - 3 * (12 + 1.5)) * \sqrt{168} = -2403.06 \text{ m}^2$$

$$N_L = 1 * -2403.06 * 0.25 * 0.2 * 10^{-6} = -0.00012$$

3.2.5 Evaluación del número promedio anual de descargas cercanas a las acometidas de servicio (N_i)

$$N_i = DDT * A_i * C_e * C_t * 10^{-6}$$

A_i = Área efectiva de descargas cercanas al servicio

C_e = factor ambiental

Basados en la Tabla 12 y Fig. 9 Pág. 30 NTC 4552-2:

²² FUENTE: NTC 4552-2, Tabla 12 y Figura 9 página 30, del 2008.

$$A_i = 25 * L_c * \sqrt{\rho}$$

$$A_i = 25 * 9.6 * \sqrt{168} = 3110.76 \text{ m}^2$$

$$C_e = 1^{23}$$

$$N_i = 1 * 3110.76 * 1 * 0.2 * 10^{-6} = 0.00062$$

3.3 ANALISIS DE LA PROBABILIDAD DE DAÑO

Probabilidad de daño $P_A = 1^{24}$

Probabilidad de daño $P_B = 0.05^{25}$

Probabilidad de daño $P_C = 1^{26}$

Probabilidad de daño P_M

$$K_{S1} = 0.12 * w = 0.12 * 6 = 0.72$$

$$K_{S2} = 0.12 * 6 = 0.72$$

$$K_{S3} = 0.0001^{27}$$

$$K_{S4} = 1.5/Uw = 1.5/1.5 = 1^{28}$$

- $K_{Ms} = K_{S1} * K_{S2} * K_{S3} * K_{S4} = 5.184 * 10^{-5}$

²³ FUENTE: NTC 4552-2, Tabla 13 página 31, del 2008.

²⁴ FUENTE: NTC 4552-2, Tabla 14 página 32, del 2008.

²⁵ FUENTE: NTC 4552-2, Tabla 15 página 32, del 2008.

²⁶ FUENTE: NTC 4552-2, Tabla 16 página 32, del 2008.

²⁷ FUENTE: NTC 4552-2, Tabla 17 página 34, del 2008.

²⁸ FUENTE: NTC 4552-2, Tabla 24 página 38, del 2008.

Basados en la Tabla 18 Página. 34 NTC 4552-2:

$$P_M = 0.0001$$

$$\text{Probabilidad de daño } P_U = 0.4^{29}$$

$$\text{Probabilidad de daño } P_V = 0.4$$

$$\text{Probabilidad de daño } P_W = 0.4$$

$$\text{Probabilidad de daño } P_X = 0.02$$

Tabla 19 NTC 4552-2

3.4 EVALUACION DE LAS CANTIDADES DE PÉRDIDAS

3.4.1 Pérdida de vidas humanas (L1)

Pérdidas por lesiones a seres vivos por tensiones de paso y contacto (L_t)

Basados en la Tabla 26. Página. 41 NTC 4552-2: para personas dentro de la estructura

$$L_t = 10^{-4}$$

Pérdida de vidas humanas por tensiones de paso y contacto fuera de la estructura (L_A)

$$L_A = r_a * L_t$$

Basados en la Tabla 27 Página. 41 NTC 4552-2: el factor reductor de pérdidas de vidas por características del suelo o terreno r_a

$$r_a = 10^{-2}$$

$$L_A = 10^{-2} * 10^{-2} = 10^{-4}$$

²⁹ FUENTE: NTC 4552-2, Tabla 19 página 35, del 2008.

Pérdida de vidas humanas por fuego o explosiones dentro de la estructura por arco eléctrico por impacto sobre la estructura (L_B)

$$L_B = r_p * h_z * r_f * L_f$$

Basados en la Tabla 26 – 27 – 28 – 29 & 30 NTC 4552-2:

$$r_p = 0.5$$

$$h_z = 1$$

$$r_f = 10^{-2}$$

$$L_f = 10^{-1}$$

$$L_B = 0.5 * 1 * 10^{-2} * 10^{-1} = 0.5 * 10^{-3}$$

Pérdida de vidas humanas por tensiones de contacto dentro de la estructura (L_U)

$$L_U = r_u * L_t$$

Basados en la Tabla 26 & 27 Página. 41 NTC 4552-2:

$$L_U = 10^{-2} * 10^{-4} = 10^{-6}$$

Pérdida de vidas humanas por daños físicos a causa de descargas en acometida de servicios (L_V)

$$L_V = r_p * h_z * r_f * L_f$$

$$L_V = 0.5 * 1 * 10^{-2} * 10^{-1} = 0.5 * 10^{-3}$$

Pérdida de vidas humanas por falla de sistemas internos por ier (impulso electromagnético del rayo) a causa de descargas en la estructura (L_C)

$$L_C = 10^{-3} \quad \text{De Tabla 26 NTC 4552-2}$$

Pérdida de vidas humanas por falla de sistemas internos ier (impulso electromagnético del rayo) a causa de descargas próximas a la estructura (L_M)

$$L_M = 10^{-3} \quad \text{De Tabla 26 NTC 4552-2}$$

Pérdida de vidas humanas por falla de sistemas internos ier (impulso electromagnético del rayo) a causa de descargas sobre la acometida de servicio (L_w)

$$L_W = 10^{-3} \quad \text{De Tabla 26 NTC 4552-2}$$

Pérdida de vidas humanas por falla de sistemas internos ier (impulso electromagnético del rayo) a causa de descargas cercanas a la acometida de servicio (L_z)

$$L_Z = 10^{-3} \quad \text{De Tabla 26 NTC 4552-2}$$

Calculo de las componentes de riesgo

$$R_A = N_D * P_A * L_A = 2.7572 * 10^{-8}$$

$$R_B = N_D * P_B * L_B = 6.8929 * 10^{-9}$$

$$R_C = N_D * P_C * L_C = 2.7572 * 10^{-7}$$

$$R_M = N_M * P_M * L_M = 6.5260 * 10^{-9}$$

$$R_U = (N_L + N_{d/a}) * P_U * L_U = 6.9810 * 10^{-10}$$

$$R_V = (N_L + N_{d/a}) * P_V * L_V = 3.4905 * 10^{-7}$$

$$R_W = (N_L + N_{d/a}) * P_W * L_W = 6.9810 * 10^{-7}$$

$$R_Z = (N_I - N_L) * P_Z * L_Z = 1.4846 * 10^{-8}$$

La componente de riesgo total **R** se calcula sumando todas las componentes de riesgo así:

Tabla 11. Componentes de riesgo para L1.

Ra	2.7572E-08
Rb	6.8929E-09
Rc	2.7572E-07
Rm	6.5260E-09
Ru	6.9810E-10
Rv	3.4905E-07
Rw	6.9810E-07
Rz	1.4846E-08
R=∑Rx	1.3794E-06

R < R_T;

Según la tabla 7 de la página 16 de la NTC 4552-2 el riesgo tolerable es de 10^{-5} , debido a que el riesgo total **R** es menor que el riesgo tolerable **R_T**, por lo tanto el sistema de protección externa contra descargas atmosféricas cumple con las medidas necesarias para proteger ante esta clase de riesgos.

3.4.2 Pérdida inaceptable del servicio público (L2)

Pérdida inaceptable del servicio público por explosión dentro de la estructura por arco eléctrico, por impacto sobre la estructura (L_B)

$$L_B = r_p * r_f * L_f$$

Basados en la Tabla 28 – 29 & 31 NTC 4552-2:

$$r_p = 0.5$$

$$r_f = 10^{-2}$$

$$L_f = 10^{-2}$$

$$L_B = 0.5 * 10^{-2} * 10^{-2} = 0.5 * 10^{-4}$$

Pérdida inaceptable del servicio público por daños físicos a causa de descargas sobre las acometidas de servicios (L_V)

$$L_V = r_p * r_f * L_f$$

$$L_V = 0.5 * 10^{-2} * 10^{-2} = 0.5 * 10^{-4}$$

Perdida inaceptable del servicio público por falla de sistemas internos por IER (impulso electromagnético del rayo) a causa de descargas en la estructura (L_C)

$$L_C = 10^{-3} \quad \text{De Tabla 31 NTC 4552-2}$$

Perdida inaceptable del servicio público por falla de sistemas internos por IER (impulso electromagnético del rayo) a causa de descargas próximas a la estructura (L_M)

$$L_M = 10^{-3} \quad \text{De Tabla 31 NTC 4552-2}$$

Perdida inaceptable del servicio público por falla de sistemas internos por IER (impulso electromagnético del rayo) a causa de descargas sobre la acometida de servicio (L_W)

$$L_W = 10^{-3} \quad \text{De Tabla 31 NTC 4552-2}$$

Perdida inaceptable del servicio público por IER (impulso electromagnético del rayo) a causa de descargas cercanas a las acometidas de servicio (L_Z)

$$L_Z = 10^{-3} \quad \text{De Tabla 31 NTC 4552-2}$$

Perdida inaceptable del servicio público por daños físicos debido a efectos mecánicos y térmicos de la corriente de rayo fluyendo por la acometida de servicio por impacto sobre la estructura (L'_B)

$$L'_B = 10^{-2} \quad \text{De Tabla 31 NTC 4552-2}$$

Perdida inaceptable del servicio público por fallas de equipos conectados debido a sobretensiones por acople resistivo, por descarga sobre la estructura (L'_C)

$$L'_C = 10^{-3} \quad \text{De Tabla 31 NTC 4552-2}$$

Perdida inaceptable del servicio público por daños físicos debido a efectos mecánicos y térmicos de la corriente de rayo fluyendo por la acometida de servicio por impacto sobre la acometida de servicio (L'_V)

$$L'_V = 10^{-2} \quad \text{De Tabla 31 NTC 4552-2}$$

Perdida inaceptable del servicio público por fallas de equipos conectados debido a sobretensiones por acople resistivo (L'_W)

$$L'_W = 10^{-3} \quad \text{De Tabla 31 NTC 4552-2}$$

Perdida inaceptable del servicio público por falla de líneas y equipos conectados inducidas sobre la línea por descargas cercanas a la acometida de servicio (L'_Z)

$$L'_Z = 10^{-3} \quad \text{De Tabla 31 NTC 4552-2}$$

Calculo de las componentes de riesgo

$$R_B = N_D * P_B * L_B = 6.8929 * 10^{-10}$$

$$R_C = N_D * P_C * L_C = 2.7572 * 10^{-7}$$

$$R_M = N_M * P_M * L_M = 6.5260 * 10^{-9}$$

$$R_V = (N_L + N_{d/a}) * P_V * L_V = 3.4905 * 10^{-8}$$

$$R_W = (N_L + N_{d/a}) * P_W * L_W = 6.8910 * 10^{-7}$$

$$R_Z = (N_I - N_L) * P_Z * L_Z = 1.4846 * 10^{-8}$$

$$R'_B = N_D * P'_B * L'_B = 2.7572 * 10^{-6}$$

$$R'_C = N_D * P'_C * L'_C = 2.7572 * 10^{-7}$$

$$R'_V = N_L * P'_V * L'_V = -1.2015 * 10^{-6}$$

$$R'_W = N_L * P'_W * L'_W = -1.2015 * 10^{-7}$$

$$R'_Z = (N_I - N_L) * P'_Z * L'_Z = 7.4230 * 10^{-7}$$

La componente de riesgo total **R** se calcula sumando todas las componentes de riesgo así:

Tabla 12. Componentes de riesgo para L2.

Rb	6.8929E-10
Rc	2.7572E-07
Rm	6.5260E-09
Rv	3.4905E-08
Rw	6.9810E-07
Rz	1.4846E-08
R'b	2.7572E-06
R'c	2.7572E-07
R'v	-1.2015E-06
R'w	-1.2015E-07
R'z	7.4230E-07
R=∑Rx	3.4843E-06

R < R_T;

Según la tabla 7 de la página 16 de la NTC 4552-2 el riesgo tolerable es de 10^{-3} , debido a que el riesgo total **R** es menor que el riesgo tolerable **R_T**, el sistema de protección externa contra descargas atmosféricas cumple con las medidas necesarias para prevenir esta clase de riesgos.

3.4.3 Pérdidas económicas (L4)

Pérdidas de vidas humanas por tensiones de paso y contacto fuera de la estructura (L_A)

$$L_A = r_a * L_t$$

Basados en la Tabla 27 Página. 41 NTC 4552-2: el factor reductor de pérdidas de vidas por características del suelo o terreno r_a

$$r_a = 10^{-2}$$

Para el valor de L_t se toma de la tabla 32 página 52 NTC 4552-2: Perdidas debido a lesiones por tensiones de paso y de contacto fuera de la estructura.

$$L_A = 10^{-2} * 10^{-2} = 10^{-4}$$

Pérdidas económicas por fuego o explosiones dentro de la estructura por arco eléctrico por impacto sobre la estructura (L_B)

$$L_B = r_p * r_f * h_z * L_f$$

Basados en la Tabla 28 – 29 & 30 Respectivamente NTC 4552-2:

$$r_p = 0.5$$

$$r_f = 10^{-2}$$

$$h_z = 1$$

Pérdidas debido a daños físicos L_f , se toma de la tabla 32 página 52:

$$L_f = 0.5$$

$$L_B = 0.5 * 1 * 10^{-2} * 0.5 = 2.5 * 10^{-3}$$

Pérdidas económicas por tensiones de contacto dentro de la estructura (L_U)

$$L_U = r_u * L_t$$

Basados en la Tabla 27 Página. 41 NTC 4552-2: $r_u = 10^{-2}$

Para el valor de L_t se toma de la tabla 32 página 52 NTC 4552-2: Perdidas debido a lesiones por tensiones de paso y de contacto dentro de la estructura.

$$L_U = 10^{-2} * 10^{-4} = 10^{-6}$$

Pérdidas económicas por daños físicos a causa de descargas en acometida de servicios (L_V)

$$L_V = r_p * r_f * h_z * L_f$$

Basados en la Tabla 28 – 29 & 30 Respectivamente NTC 4552-2:

$$r_p = 0.5$$

$$r_f = 10^{-2}$$

$$h_z = 1$$

Pérdidas debido a daños físicos L_f , se toma de la tabla 32 página 52:

$$L_f = 0.5$$

$$L_V = 0.5 * 1 * 10^{-2} * 0.5 = 2.5 * 10^{-3}$$

Pérdidas económicas por falla de sistemas internos por IER (impulso electromagnético del rayo) a causa de descargas en la estructura (L_C)

Se asume valores L_0 de la tabla 32 página 52:

$$L_C = 10^{-3} \quad \text{De Tabla 32 NTC 4552-2}$$

Pérdidas económicas por falla de sistemas internos IER (impulso electromagnético del rayo) a causa de descargas próximas a la estructura (L_M)

Se asume valores L_0 :

$$L_M = 10^{-3} \quad \text{De Tabla 32 NTC 4552-2}$$

Pérdidas económicas por falla de sistemas internos IER (impulso electromagnético del rayo) a causa de descargas sobre la acometida de servicio (L_w)

Se asume valores L_0 :

$$L_w = 10^{-3} \quad \text{De Tabla 32 NTC 4552-2}$$

Pérdidas económicas por falla de sistemas internos IER (impulso electromagnético del rayo) a causa de descargas cercanas a la acometida de servicio (L_z)

Se asume valores L_0 :

$$L_z = 10^{-3} \quad \text{De Tabla 32 NTC 4552-2}$$

Pérdidas económicas por daños físicos debido a efectos mecánicos y térmicos de la corriente de rayo fluyendo por la acometida de servicio por impacto sobre la estructura (L'_B)

Se asume valores L_f :

$$L'_B = 0.5 \quad \text{De Tabla 32 NTC 4552-2}$$

Pérdidas económicas por fallas de equipos conectados debido a sobretensiones por acople resistivo, por descarga sobre la estructura (L'_C)

Se asume valores L_0 :

$$L'_C = 10^{-3} \quad \text{De Tabla 32 NTC 4552-2}$$

Pérdidas económicas por daños físicos debido a efectos mecánicos y térmicos de la corriente de rayo fluyendo por la acometida de servicio por impacto sobre la acometida de servicio (L'_V)

Se asume valores L_f :

$$L'_V = 0.5 \quad \text{De Tabla 31 NTC 4552-2}$$

Pérdidas económicas por fallas de equipos conectados debido a sobretensiones por acople resistivo (L'_w)

Se asume valores L_0 :

$$L'_W = 10^{-3} \quad \text{De Tabla 31 NTC 4552-2}$$

Perdida económicas por falla de líneas y equipos conectados inducidas sobre la línea por descargas cercanas a la acometida de servicio (L'_z)

Se asume valores L_0 :

$$L'_Z = 10^{-3} \quad \text{De Tabla 31 NTC 4552-2}$$

Calculo de las componentes de riesgo

$$R_A = N_D * P_A * L_A = 2.76 * 10^{-8}$$

$$R_B = N_D * P_B * L_B = 6.8929 * 10^{-7}$$

$$R_C = N_D * P_C * L_C = 2.7572 * 10^{-7}$$

$$R_M = N_M * P_M * L_M = 5.8734 * 10^{-5}$$

$$R_U = (N_L + N_{d/a}) * P_U * L_U = 1.75 * 10^{-9}$$

$$R_V = (N_L + N_{d/a}) * P_V * L_V = 4.3631 * 10^{-6}$$

$$R_W = (N_L + N_{d/a}) * P_W * L_W = 1.7453 * 10^{-6}$$

$$R_Z = (N_I - N_L) * P_Z * L_Z = 7.4230 * 10^{-7}$$

$$R'_B = N_D * P'_B * L'_B = 1.3786 * 10^{-4}$$

$$R'_C = N_D * P'_C * L'_C = 2.7572 * 10^{-7}$$

$$R'_V = N_L * P'_V * L'_V = -6.0076 * 10^{-5}$$

$$R'_W = N_L * P'_W * L'_W = -1.2015 * 10^{-7}$$

$$R'_Z = (N_I - N_L) * P'_Z * L'_Z = 7.4230 * 10^{-7}$$

La componente de riesgo total **R** se calcula sumando todas las componentes de riesgo así:

Tabla 13. Componentes de riesgo para L4.

Ra	2.76E-08
Rb	6.8929E-07
Rc	2.7572E-07
Rm	5.8734E-05
Ru	1.75E-09
Rv	4.3631E-06
Rw	1.7453E-06
Rz	7.4230E-07
R'b	1.3786E-04
R'c	2.7572E-07
R'v	-6.0076E-05
R'w	-1.2015E-07
R'z	7.4230E-07
R=∑Rx	1.4526E-04

R < R_T;

El análisis de riesgo nos muestra que debido al costo que se da por el daño del equipo sensible en la estructura es necesaria la implementación de la protección en el interior de esta, ya que el equipo con la solo protección externa no cumple el riesgo tolerable, dada su naturaleza sensible ante las sobretensiones transferidas debido a las descargas atmosféricas.

4 SISTEMA DE PROTECCION INTERNA.

¿Por qué es necesario el sistema interno?

A pesar de que la estructura tiene adecuado sistema externo para protección ante sobre tensiones ocasionadas por descargas atmosféricas, es necesario implementar un sistema de protección interno ya que el sistema eléctrico (tablero general, equipo sensible) no posee un esquema adecuado de dispositivos de protección contra sobretensiones, considerando que el acople de las perturbaciones hacia los equipos pueden provenir tanto del sistema eléctrico, como de los sistemas de comunicaciones de las torres.

Se deberán instalar DPS en los sistemas eléctricos, estos DPS deberán tener las siguientes características básicas:

- Cumplir con las pruebas de desempeño establecidas en IEC 61643-1 Requirements for surge protective devices connected to low voltage systems.
- Para la conexión a la red y a tierra los conductores no deben ser de calibre inferior a 14 AWG en cobre.³⁰
- Corriente nominal de descarga, que en ningún caso será menor a 5 KA por modula, para DPS instalados en el inicio de red interna.
- Tensión nominal, según red eléctrica en que se instalara.
- Los DPS deberán ser construidos modularmente, de forma que en caso de falla puedan ser reemplazados únicamente los módulos afectados.

³⁰ FUENTE: Reglamento técnico de instalaciones RETIE.

- La tensión nominal de los DPS debe ser mayor o igual a 1.1 veces la tensión nominal fase-tierra el sistema, para lo que tenemos que la tensión nominal en la que opera el sistema es de 132,42 volts entonces.³¹

$$\text{MCOV} = 1,1 * 132,42 = 145,662 \text{ [V]}$$

Donde 145,662 volts es la tensión máxima de operación continua calculada (MCOV).

4.1 ESPECIFICACIÓN DE LOS DPS Y LA ZONA DE PROTECCIÓN SEGÚN IEC 62305-4 EN LA ESTACIÓN DE RADIO DE LA EMISORA UIS FM.

La protección interna contra descargas atmosféricas a emplear en la estructura será DPS clase I, DPS clase II y DPS clase III ubicados en el transformador, tablero general y equipo sensible respectivamente [10].

Los DPS a instalar son del tipo de:

- ✓ DESCARGADORES DE CORRIENTE DE RAYO con especificación de onda 10/350 μs , corriente de impulso de rayo en kA, para el transformador de potencia, el cual será un DPS clase I (ver Figura 48).
- ✓ DESCARGADORES DE SOBRETENSIONES con especificación de onda 8/20 μs corriente nominal de descarga en kA, se van instalar en el tablero general y el equipo sensible a proteger, los cuales serán DPS clase II y III respectivamente (ver Figura 48).

³¹ FUENTE: RETIE Artículo 17.6.2 pag 119.

Tabla 14. Tensión al impulso que deben soportar los equipos. ³²

NIVEL DE TENSION DE OPERACIÓN DE LOS EQUIPOS (V)	BIL REQUERIDO EN KV			
	CONTADORES	TABLEROS E INTERRUPTORES CABLES ECT.	ELECTRODOMESTICOS HERRAMIENTAS PORTATILES	EQUIPO ELECTRONICO
	CATEGORIA VI	CATEGORIA III	CATEGORIA II	CATEGORIA I
120/240;120/208	4	2,5	1,5	0.8
254/440;277/480	6	4	2,5	1,5

Tabla 15. Corriente nominal de descarga por fase. ³³

NIVEL DE PROTECCION	ONDA DE PRUEBA	
	DPS con onda de prueba 10/350 µs	DPS con onda de prueba 8/20 µs
VI	2 KA	20KA
III	5KA	50KA
II	12,5KA	125KA
I	>12,5KA	>125KA

Tabla 16. Sobretensiones esperadas debidas a impactos de rayo. ³⁴

NPR	SISTEMAS DE BAJA TENSION			LINEAS DE TELECOMUNICACIONES		
	IMPACTO EN LA ACOMETIDA DE SERVICIO	IMPACTO CERCA DE LA ACOMETIDA DE SERVICIO	CERCA DE, O EN LA ESTRUCTURA	IMPACTO EN LA ACOMETIDA DE SERVICIO	IMPACTO CERCA DE LA ACOMETIDA DE SERVICIO	CERCA DE, O EN LA ESTRUCTURA
	fuelle de daño S3 (impacto directo)	fuelle de daño S4 (impacto indirecto)	fuelle de daño S1 o S2 (corriente inducida solo para S1)	fuelle de daño S3 (impacto directo)	fuelle de daño S4 (impacto indirecto)	fuelle de daño S1 o S2 (corriente inducida solo para S1)
	forma de onda 10/350	forma de onda 8/20	forma de onda 10/350	forma de onda 10/350	medida 5/300 (estimada 8/20)	forma de onda 8/20
	KA	KA	KA	KA	KA	KA
VI-III	5	2,5	0,1	1	0,01(0,05)	0,05
I-II	10	5	0,2	2	0,02(0,1)	0,1

³² FUENTE: NTC 4552-1, Tabla E3 página 64, del 2008.

³³ FUENTE: NTC 4552-1, Tabla E4 página 66, del 2008.

³⁴ FUENTE: NTC 4552-1, Tabla E2 página 63, del 2008.

Se empezará con el primer protector el cual está ubicado en el secundario del transformador; este protector recibirá la mayor descarga de corriente y energía, por tal razón, su clasificación deben ser Clase I, T1, o "C". De acuerdo con [9], Dispositivos con capacidad de onda de 10/350 μ s, absorben más energía por ser más parecida a una onda de rayo; este primer DPS 1, algunos lo llaman Protección Basta, con especificaciones mínimas de REFERENCIA TABLA E3 NTC 4552-1 ANEXO E:

- Tensión de protección: 4 kV
- Corriente de rayo de prueba: Min. 20 kA en onda 10/350 μ s, por línea.

Es importante revisar si éste DPS requiere fusibles previos.

El segundo protector del sistema en cascada DPS2, debe seguir drenando corriente (no tanto como el primero) y limitando la tensión. Será instalado en un tablero de distribución o general (Panel Board), será Clase II, T2, ó "B" con especificaciones mínimas de:

- Tensión de protección: 2,5 kV
- Corriente de rayo de prueba: Min. 15 kA en onda 8/20 μ s, por línea.

Un tercer protector DPS, permitirá principalmente reducir la tensión entre terminales del equipo a proteger, dejando está por debajo de su BIL. Será de Clase III, (T3), ó "A".

- Tensión de protección: 0.8 kV.
- Corriente de rayo de prueba: Min. 5 kA en onda 8/20 μ s, por línea.

4.2 ESPECIFICACIÓN DPS

Tabla 17. Ubicación geográfica de la aplicación.

Nivel Isoceraunico	
Días de Tormentas al año	Puntos
30 o mas	18
15 a 30	10
0 a 15	2

Tabla 18. Ubicación respecto a otras actividades.

Ambiente	Puntos
Rural	11
Sub-Urbano	6
Urbano	1

Tabla 19. Ubicación respecto a otras construcciones.

Construcción	Puntos
El más alto	11
Mediano	6
El más pequeño	1

Tabla 20. Tipo de acometida.

Acometida	Puntos
Ultimo Cliente	11
Clientes Múltiples	6
Independiente	1

Tabla 21. Histórico de disturbios.

Acometida	Puntos
Frecuentes	11
Ocasionales	6
Escasos	1

Tabla 22. Importancia del equipo que va a ser protegido.

Equipos	Puntos
Indispensable	19
Medio	11
Pueden Detenerse	3

Tabla 23. Resumen puntos.

Item	Puntos
Ubicación geográfica de la aplicación	18
Ubicación respecto a otras actividades	11
Ubicación respecto a otras actividades	6
Tipo de acometida	1
Histórico de Disturbios	11
Importancia del equipo que va a ser protegido	19
Costo de reparación del equipo que se daña	19
Total	85

Tabla 24. Índice de exposición calculado para cada nivel.

Total Puntos	INDICE DE EXPOSICION CALCULADO				
	De 12 a 24	De 25 a 38	De 39 a 55	De 56 a 75	De 76 a 100
Nivel C Acometida	120 kA 120 kA	160 kA 120 kA	250 kA 160 kA	320 kA 250 kA	500 kA 320 kA
Nivel B Distribucion	50 kA 36kA	80 kA 50 kA	120 kA 80 kA	160 kA 120 kA	250 kA 160 kA
Nivel A Carga Final		36 kA	50 kA 36 kA	80 kA 50 kA	120 kA 80kA

Según análisis el puntaje dado para la selección y especificación del DPS por corriente nos dio por el rango de 76 a 100, debido al costo que esto imparte y a la

medidas tomadas estas especificaciones con este puntaje no son necesarias por lo que se tomo las especificaciones por corriente de 25 a 38 tomando así:

- Nivel C: 120 KA
- Nivel B: 50 KA
- Nivel A: 36 KA

TIPOS DE SUPRESORES DE SOBRETENSIÓN A UTILIZAR.

Para el secundario del transformador un tipo EMA con las siguientes especificaciones:

Surgeologic EMA

El Surgeologic tipo EMA es un supresor de transitorios modular por fase, conexión paralelo, que cuenta con un circuito de supresión multi-etapas formado por MOV's de 34mm de diámetro.

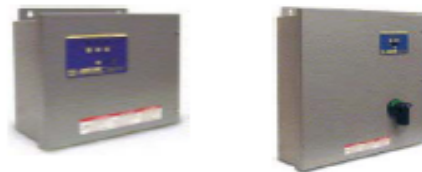
El sistema permite los modos de supresión: Línea a Línea (L-L), Línea a Neutro (L-N), Línea a Tierra(L-G) y Neutro a Tierra (N-T). Cada modo de supresión tiene un fusible individual y usa circuitería con cortes térmicos para aislar al supresor y asegurar un correcto funcionamiento durante picos de tensión severos, aun cuando se localice en sistemas de alta corriente de falla.

Los elementos de supresión son encapsulados en una arena aprobada por UL para brindar un aspecto adicional de protección. Un filtro se adiciona para atenuar el ruido de EMI/RFI. Se incluye un sistema de monitoreo estándar para indicar el estado del equipo por medio de LED's por fase, alarma audible con silenciador y contactos secos.

Características de diseño

- Montaje externo junto a tableros tipo panel, tipo autoportados, o centro de control de motores.
- Construcción modular por fase
- Modos de supresión individualmente protegidos por fusible interno
- Cortes Térmicos
- Construcción con barras de cobre
- Cerámica de respuesta BI-direccional.
- Botón de prueba en el display frontal de monitoreo.
- Interruptor de prueba/silencio para alarma audible.
- LED's Indicadores de pérdida de protección o equipo energizado
- Diseñado para aplicaciones A, B, C3
- Filtros EMI/RFI con seguimiento de forma de onda, para filtrar hasta -50dB de 100 KHz a 100 MHz

Aplicación Principal:
Acometidas y Subestaciones en BT.



Especificaciones de Tensión		UL 1449 Nivel de Supresión [V]					Capacidad de Supresión	L-N	L-G	N-G
Prefijo del catálogo	Tensión y sistema	L-N	L-G	N-G	L-L	MCOV*				
TVS1EMA...	120/240 Vca, 1F,3H	400	400	400	800	150	120 kA/Fase	60kA	60kA	120kA
TVS2EMA...	208Y/120Vca, 3F,4H	400	400	400	800	150	160 kA/Fase	80kA	80kA	120kA
TVS4EMA...	480/277Vca, 3F,4H	800	800	800	1600	320	240 kA/Fase	120kA	120kA	120kA
							320 kA/Fase	160kA	160kA	160kA
							480 kA/Fase	240kA	240kA	240kA

MCOV* = Tensión Maxima de operación continua de Línea a Tierra

Para el tablero general de distribución se empleara un tipo EBA con las siguientes especificaciones:

Surgeologic EBA

El Surgeologic tipo EBA es un supresor de transitorios modular por sistema, conexión paralelo, que cuenta con un circuito de supresión multi-etapas formado por MOV's de 34mm de diámetro.

El sistema permite los modos de supresión: Línea a Línea (L-L), Línea a Neutro (L-N), Línea a Tierra(L-G) y Neutro a Tierra (N-T). Cada modo de supresión tiene un fusible individual y usa circuitería con cortes térmicos para aislar al supresor y asegurar un correcto funcionamiento durante picos de tensión severos, aun cuando se localice en sistemas de alta corriente de falla.

Los elementos de supresión son encapsulados en una arena aprobada por UL para brindar un aspecto adicional de protección. Un filtro se adiciona para atenuar el ruido de EMI/RFI. Se incluye un sistema de monitoreo estándar para indicar el estado del equipo por medio de LED's por fase, alarma audible con silenciador y contactos secos.

Características de diseño

- Montaje externo junto a tableros tipo panel, tipo autosoportados, o centro de control de motores.
- Construcción modular por sistema
- Modos de supresión individualmente protegidos por fusible interno
- Cortes Térmicos
- Cerámica de respuesta BI-direccional.
- Botón de prueba en el display frontal de monitoreo.
- Interruptor de prueba/silencio para alarma audible.
- LED's Indicadores de pérdida de protección o equipo energizado
- Diseñado para aplicaciones A, B, C3
- Filtros EMI/RFI con seguimiento de forma de onda, para filtrar hasta -50dB de 100 KHz a 100 MHz

Aplicación Principal:
Sub Alimentadores
Cargas de Potencia



Especificaciones de Tensión		UL 1449 Nivel de Supresión [V]					Capacidad de Supresión	L-N	L-G	N-G
Prefijo del catalogo	Tension y sistema	L-N	L-G	N-G	L-L	MCOV*				
TVS1EBA...	120/240 Vca, 1F,3H	400	400	400	800	150	120 kA/Fase	60kA	60kA	120kA
TVS2EBA...	208Y/120Vca, 3F,4H	400	400	400	800	150		80kA	80kA	120kA
TVS4EBA...	480/277Vca, 3F,4H	800	800	800	1600	320		120kA	120kA	120kA
MCOV* = Tension Maxima de operación continua de Línea a Tierra							240 kA/Fase	120kA	120kA	120kA

Para el equipo sensible a proteger se empleara un tipo LC con las siguientes especificaciones:

SurgeLogic LC

El SurgeLogic LC es una tecnología híbrida que ofrece protección contra transitorios y filtración de ruido en una unidad compacta de alto desempeño que incluye inductores en serie. Por lo que es un equipo ideal para proteger cargas críticas finales, equipo de control, PLC's.

El supresor da protección contra transitorios de hasta 40kA, y con el sistema de seguimiento de forma de onda y el circuito filtrante permite filtrar el ruido hasta -75dB. Por lo que el SurgeLogic tipo LC hace el trabajo fino para cargas muy críticas

La conexión serie da como resultado que la tensión de corte reconocida por UL sea de 330V y 800V para equipos de tensión nominal de 120V y 230V respectivamente.

Las ventajas del SurgeLogic LC son:

- Previene la interrupción en la producción
- Aumenta la rentabilidad y vida útil de los equipos
- Previene la pérdida de datos y fallas de memoria dañada.
- Reduce las llamadas de servicio y costo de mantenimiento.
- Previene las fallas inesperadas de lo equipos

Algunas características de este equipo son:

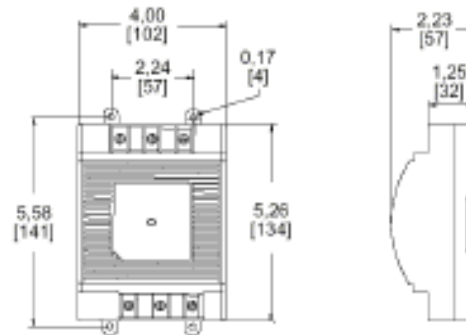
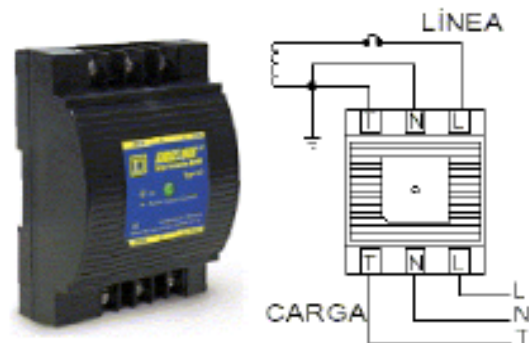
- Conexión en serie con el equipo para mejor filtrado del ruido.
- Montaje en riel Din de 35mm y zapatas atornillables
- Exclusivos fusibles térmicos "Lightning Temp" que protegen contra fuertes transitorios y al final de la vida útil del equipo.
- Indicador de estado por medio de Led. Encendido = OK, Apagado = Reemplazar. Con opción a Contactos Secos.
- Cumplimiento con UL y cUL, UL 1449 2d. Edition, UL 1283, CSA C22.2 No. 0-M91 y No. 8-M1989, IEC61643-1

Las especificaciones técnicas son:

- Tensión: 120V y 230V,
- Sistema: 1 Fase, 2 Hilos + Tierra
- Corriente nominal: 5, 10, 15, o 20 A.
- Tipo de conexión: en serie con la carga
- Tipo de Construcción: híbrido
- Gabinete: abierto
- Montaje: Riel DIN
- Zapatas para cable #22 a #14 AWG (0,34 a 3,31mm²)
- Temperatura de operación: -40 a +60 °C
- Temperatura de Almacenamiento: -40 a +70 °C
- Altura de operación: 3.658 mm.

Aplicación Principal:

- Tableros de control
- Telecomunicaciones
- UPS, PLC's, PC's
- Equipo Electrónico Industrial
- Gabinetes de automatización
- Control de movimiento
- Control de equipo medico
- Panel de control de trafico
- Sistemas de seguridad



Tensión y Sistema	Corriente Nominal	Número de Catálogo
120V 1F,2H+T	5A	TVS120LC5
	10A	TVS120LC10
	15A	TVS120LC15
	20A	TVS120LC20
230V 1F,2H+T	5A	TVS230LC5
	10A	TVS230LC10
	15A	TVS230LC15
	20A	TVS230LC20

Opción de contactos secos, adicione C al final

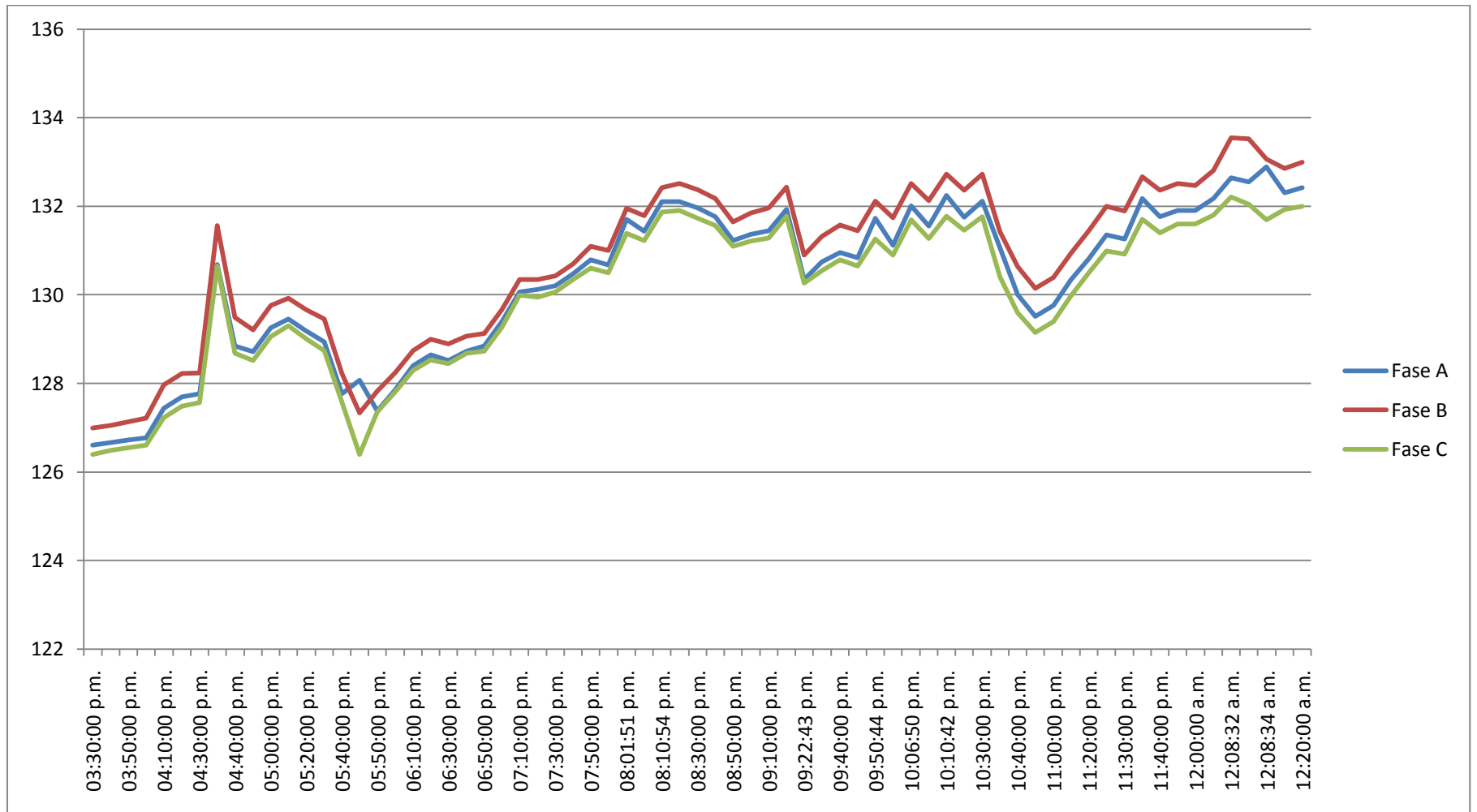
Capacidad de Supresión	L-N	L-G	N-G
40 kA/Fase	20kA	20kA	20kA

UL 1449 Nivel de Supresión [V]

Tensión nominal	L-N&L-G	N-G	MCOV*
120V,1F,2H+T	330V	330V	150V
230V,1F,2H+T	800V	700V	320V

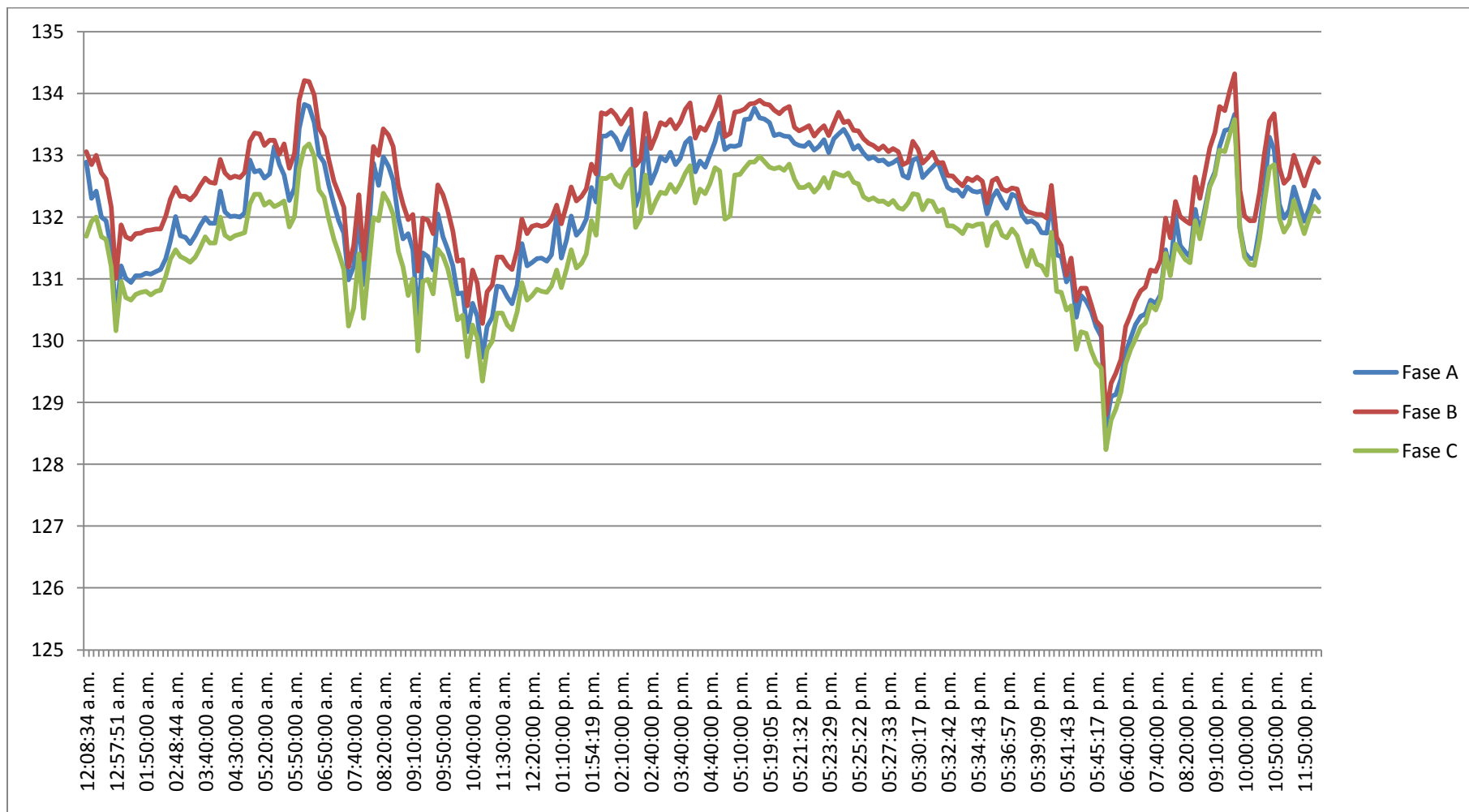
MCOV* = Tensión Máxima de operación continua de Línea a Tierra

Figura 36. Diagrama de tendencia valores de tensión Vrms Martes 07/12/2010.



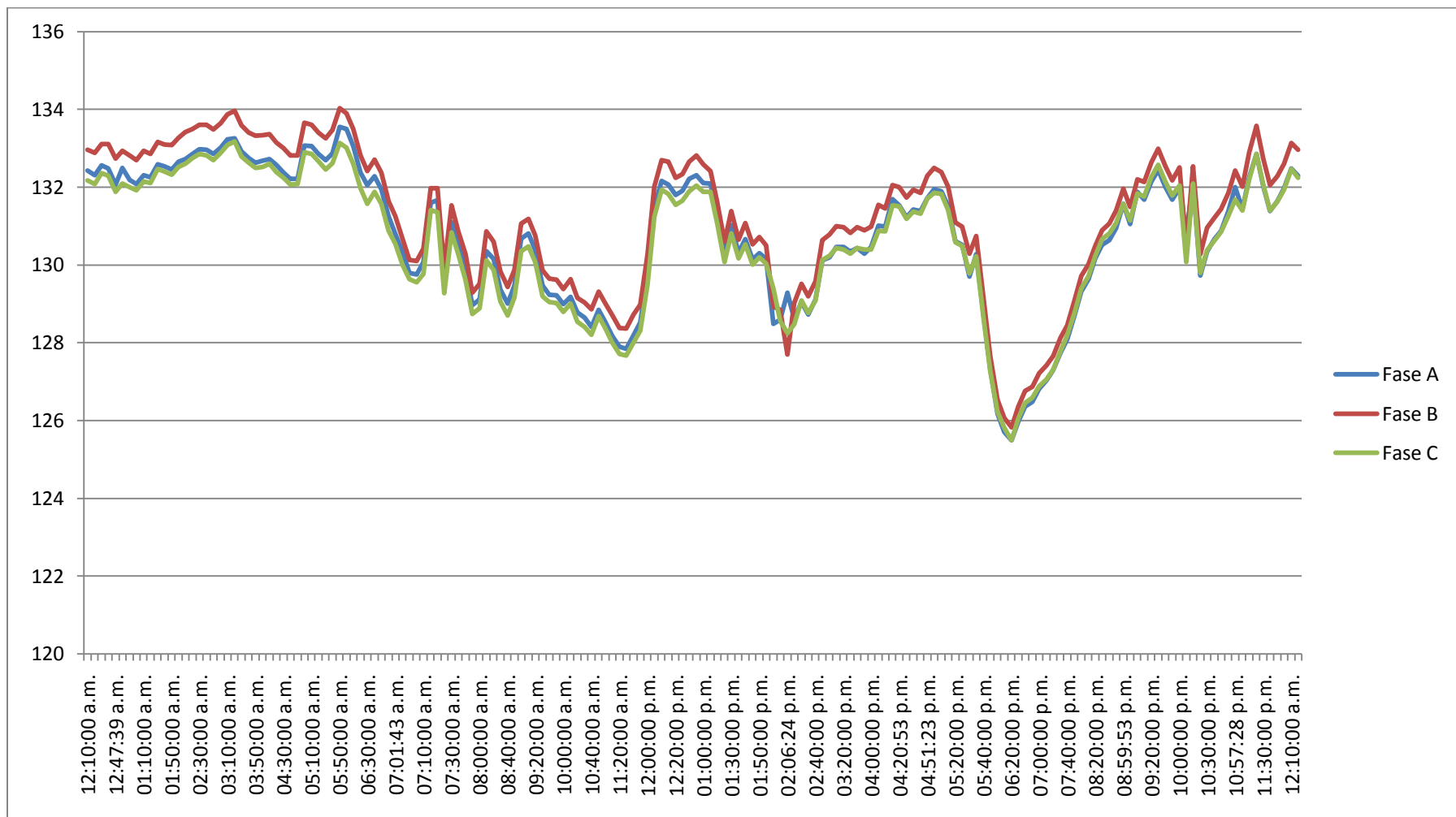
AVrmsPro (V)	BVrmsPro (V)	CVrmsPro (V)
130,29	130,76	130,02

Figura. 37 Diagrama de tendencia valores de tensión Vrms Miércoles 08/12/2010.



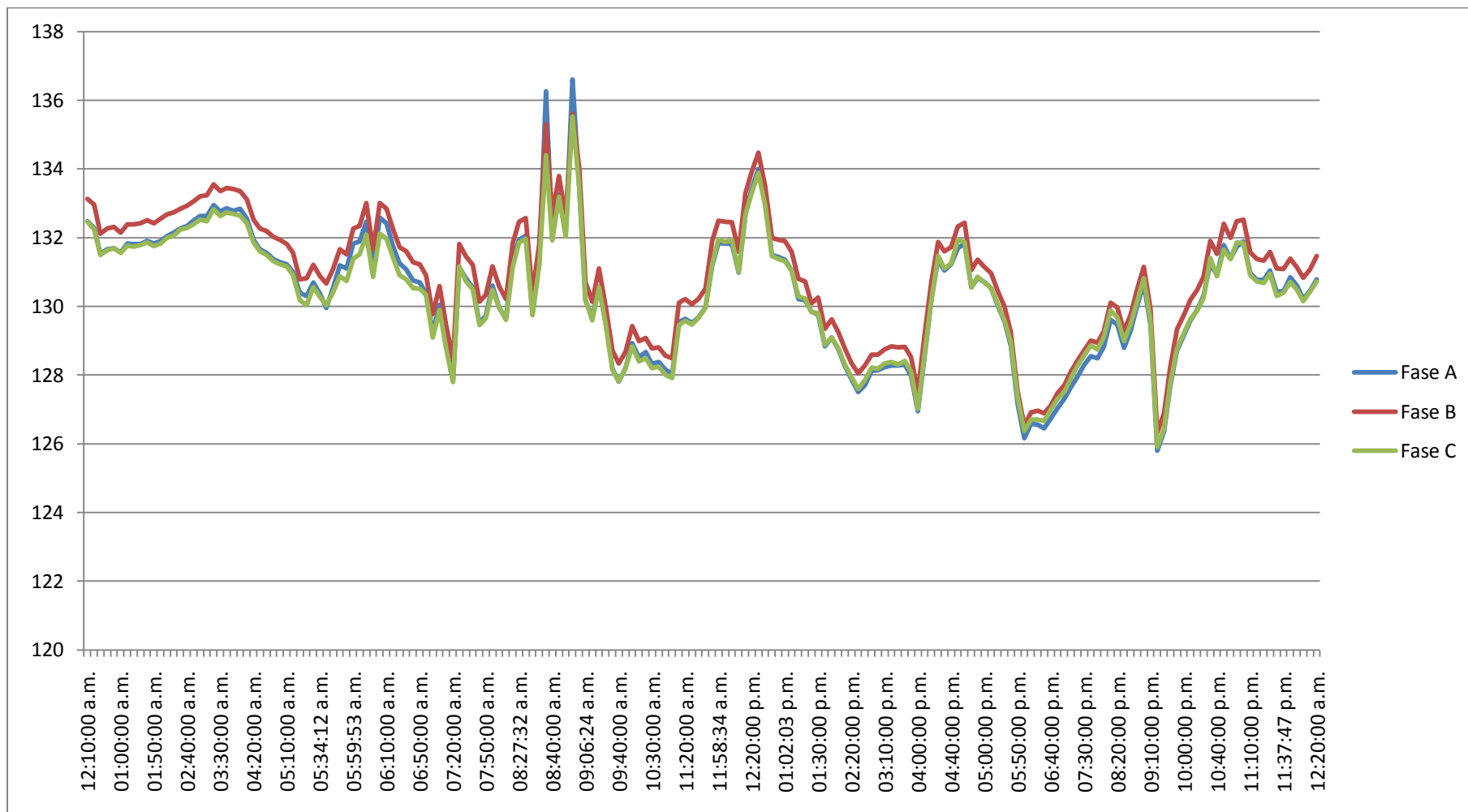
AVrmsPro (V)	BVrmsPro (V)	CVrmsPro (V)
132,10	132,53	131,63

Figura 38. Diagrama de tendencia valores de tensión Vrms Jueves 09/12/2010.



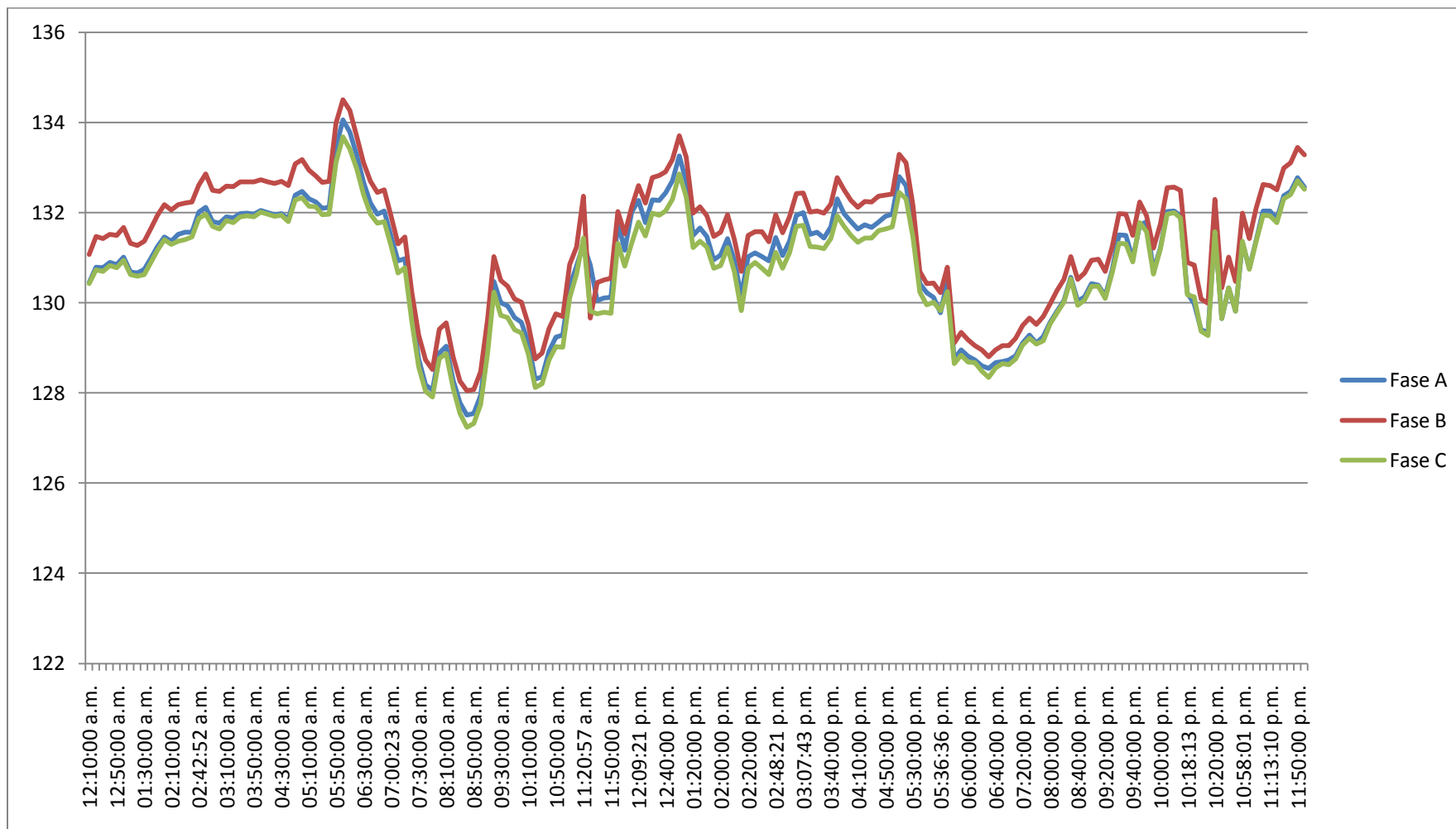
AVrmsPro (V)	BVrmsPro (V)	CVrmsPro (V)
130,77	131,24	130,64

Figura 39. Diagrama de tendencia valores de tensión Vrms Viernes 10/12/2010.



AVrmsPro (V)	BVrmsPro (V)	CVrmsPro (V)
130,37	130,89	130,33

Figura 40. Diagrama de tendencia valores de tensión Vrms Sábado 11/12/2010.



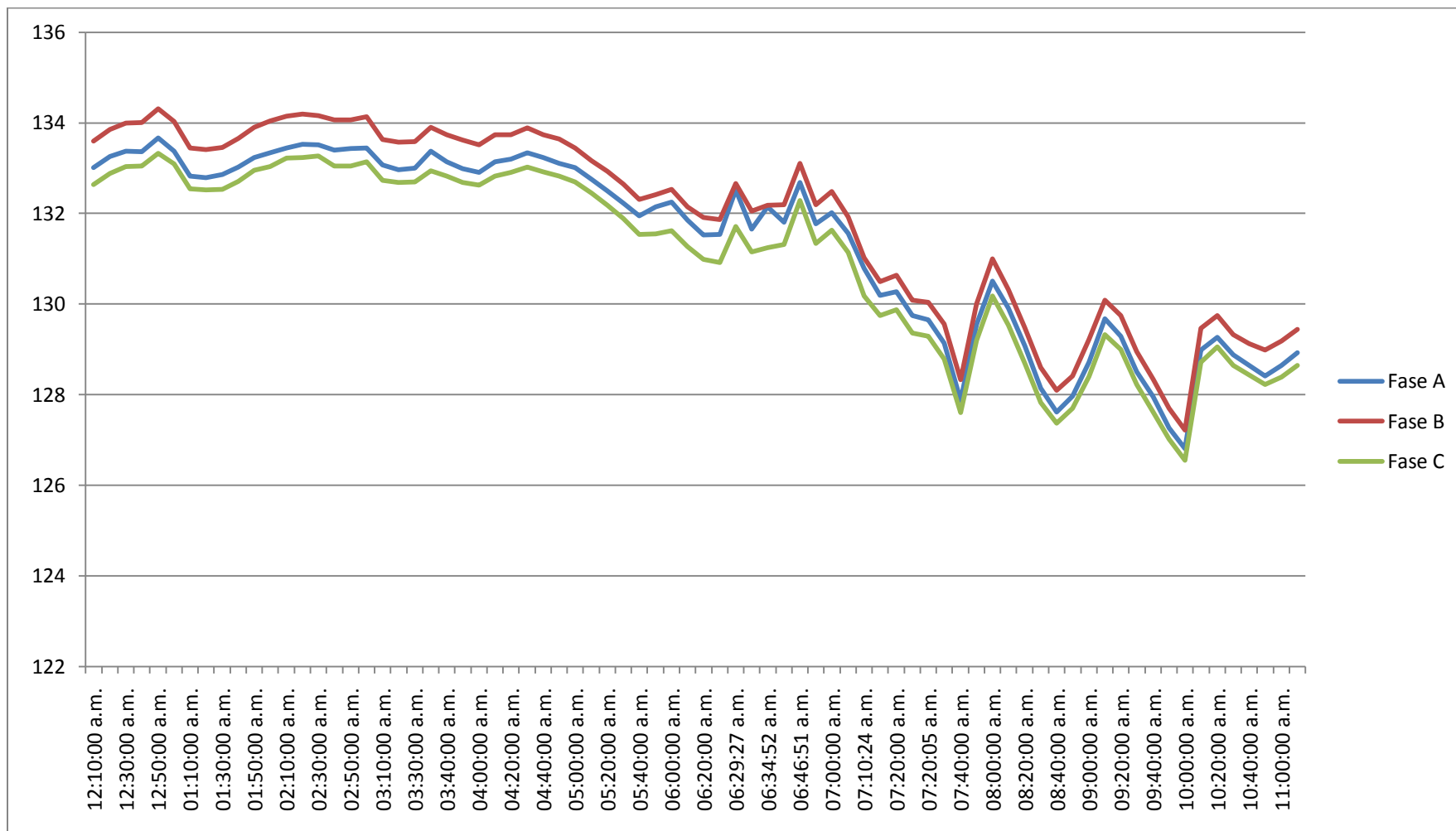
AVrmsPro (V)	BVrmsPro (V)	CVrmsPro (V)
130,90	131,41	130,72

Figura 41. Diagrama de tendencia valores de tensión Vrms Domingo 12/12/2010.



AVrmsPro (V)	BVrmsPro (V)	CVrmsPro (V)
131,33	131,88	130,98

Figura 42. Diagrama de tendencia valores de tensión Vrms Lunes 13/12/2010.



AVrmsPro (V)	BVrmsPro (V)	CVrmsPro (V)
131,38	131,86	131,02

Tabla 25. Datos de la medición.

Clase	Ubicación	Vn equipo L - G (V)	MCOV (V)	Vpico máx L - L (V)	Vn DPS (V)
I	Secundario del transformador	132.42	145.662	272.4	157.27
II	Tablero general	132.42	145.662	272.4	157.27
III	Equipo sensible	132.42	145.662	272.4	157.27

Tabla 26. Datos del catálogo.

Clase	Tensión y Sistema	Cant.	Niveles de supresión (V)					Capacidad de supresión (kA/Fase)	L-G kA	L-N kA	N-G kA
			L-N	L-G	N-G	L-L	MCOV (L-G)				
I	120/240V 1F,3H	2	400	400	400	800	150	320	160	160	160
I	208Y/120V 3F,4H	1	400	400	400	800	150	320	160	160	160
II	208Y/120V 3F,4H	1	400	400	400	800	150	160	80	80	120
III	120V, 1F 2H+T	3	330	330	330	-	150	40	20	20	20

5 OBSERVACIONES GENERALES.

- El tablero general no tiene tierra (el neutro y tierra son lo mismo).
- No están separados los neutros de media tensión con los de baja tensión, ocasionando que cualquier descarga en media tensión sea transferida al sistema de baja tensión, generando así daños en los equipos sensibles de la instalación eléctrica.

- La puesta a tierra de el equipo sensible, la planta generadora y el transformador tienen el mismo electrodo de puesta a tierra (deben ser diferentes e equipotencializados según artículo 15.1 pág. 89 RETIE).
- Existe una buena protección externa pero no hay protección interna DPS, por ser una antena de radio y manejar equipos sensibles la norma recomienda una adecuada protección interna para los efectos transitorios ocasionados por descargas atmosféricas que ocasionan el daño de los equipos sensibles.
- Las puestas a tierra del equipo, planta generadora y transformador no están equipotencializados con las puestas a tierra de la antena de radio.
- El TAP del transformador esta a su valor mínimo.
- El equipo sensible está operando a una tensión promedio de fase de 132,4 volts, por placa el equipo debería estar operando a 127 volts ocasionando esto una disminución en la vida útil del equipo.

6 INFORME FINAL

Para el informe se analizaron los diferentes eventos de sobretensión en la antena de radio de la universidad industrial de Santander frecuencia FM, entre estos eventos la presencia de sobretensiones es permanente disminuyendo esto la vida útil del equipo sensible, para la especificación de los equipos de protección se analizo la situación más desfavorable.

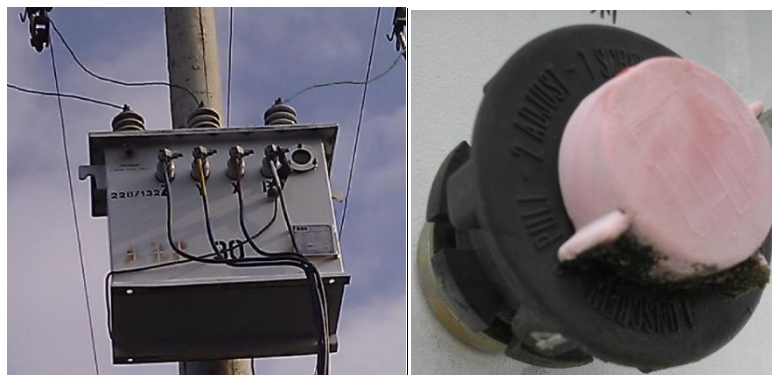
6.1 DATOS DE PLACA DEL TRANSFORMADOR Y DEL EQUIPO.

- El transformador

Tabla 27. Datos de placa del transformador trifásico.

Características			
Eléctricas		Construcción	
Potencia Aparente (S)	30 kVA	Marca	ABB
V nominal primario	13,2 kV	Modelo No.	180230
V nominal secundario línea	228 V	Tipo de conexión	Dy5
V nominal secundario fase	132 V	Año fabricación	1997
Frecuencia	60 Hz	Nivel aislamiento dev. AT	95 kV
I nominal primario	1,31 A	Nivel aislamiento dev. BT	30 kV
I nominal secundario	75,97 A	Numero aisladores AT	3
Icc kA	0,25	Numero aisladores BT	4
Duración cc seg.	0,77	Medio de refrigeración	Aceite
Posición del TAP	1 (mínimo)	Temperatura de referencia	85°C

Figura 43. Transformador trifásico 30 kVA y el Tap.



- **Equipo sensible a proteger.**

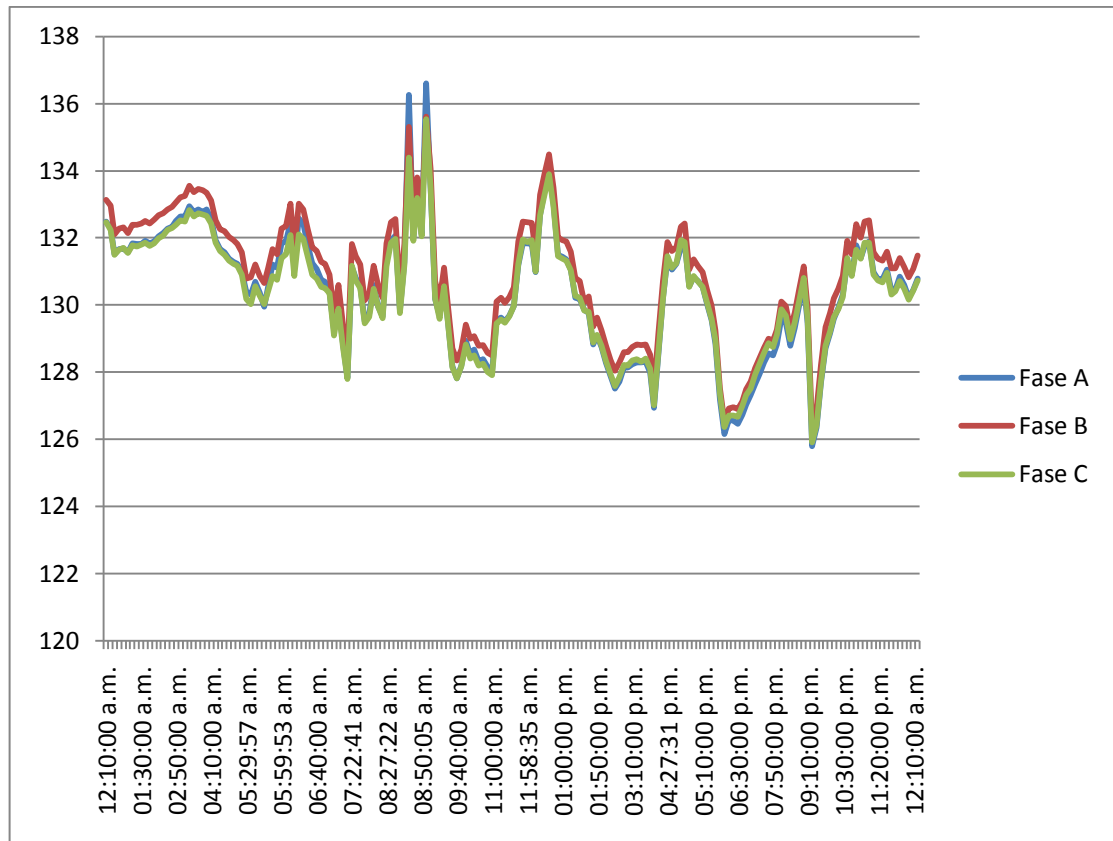
HARRIS super citer, 220 VAC 3 ϕ 60 Hz, Z5 FM 3/25/2002, part N° 994-9683-901. FCC ID: BOIZ5CD. SERIAL N°: MPO 1825000002. OTHER ID: 122 061 102. FREQUENCY: 96.9 MHz, Transmisores FM 5kW.

- ✓ Potencia de salida: 5 kW nominales; 1.25kW a 5.5kW tipo notificado área de distribución.
- ✓ Factor de Potencia FP: para el sistema trifásico: $\geq 0,95$; para un sistema monofásico: $\geq 0,8$.
- ✓ Tensión de placa de línea para el equipo es 220 volts en fase 127 volts.
- ✓ Tensión de trabajo del equipo actualmente es de un valor promedio de 132,4 volts.

Figura 44. Placa del equipo a proteger.



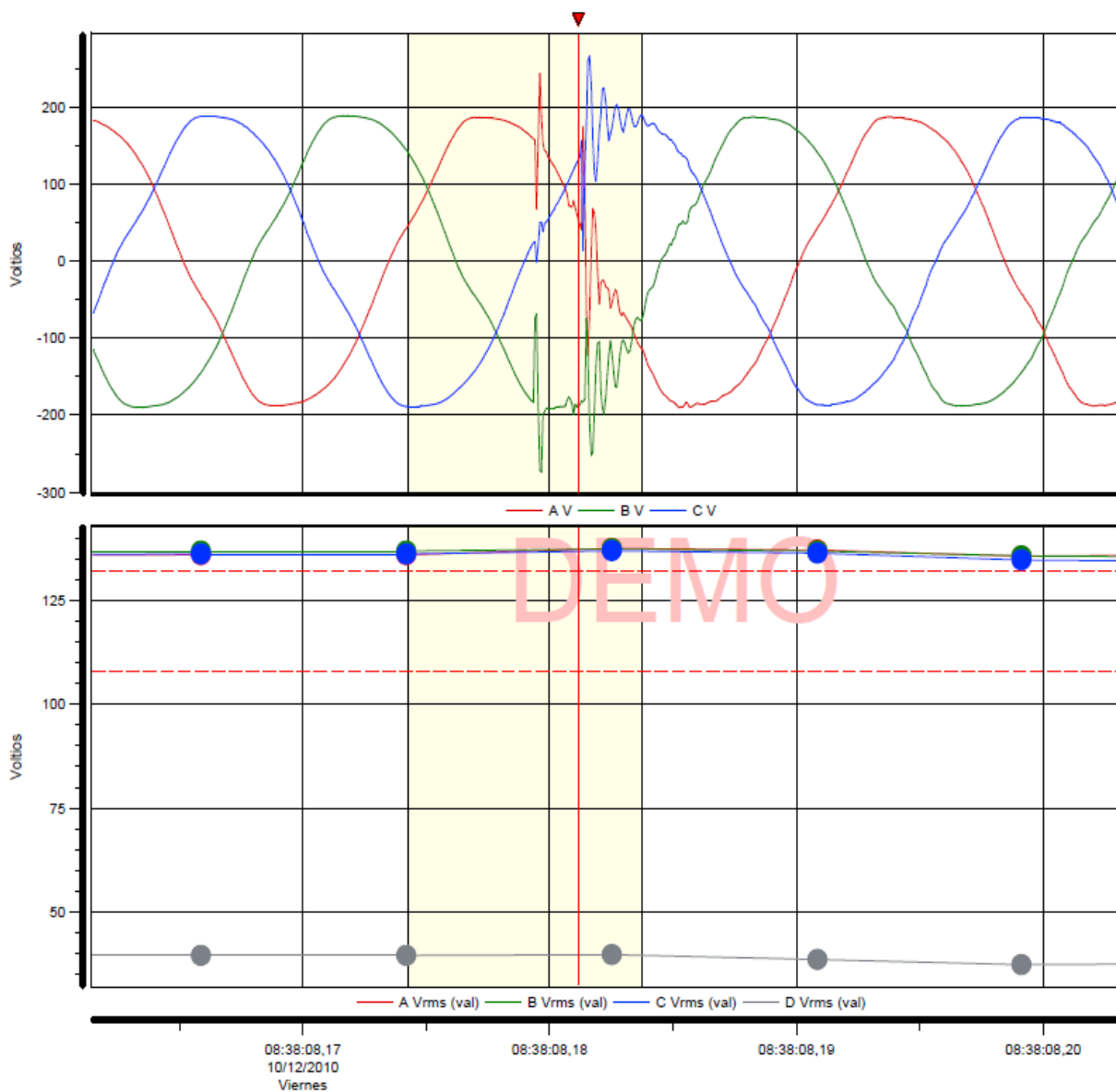
Figura 45. Diagrama de tendencia valores de tensión Vrms Viernes 10/12/2010.



Vpico max (V)	Vrms max (V)
274,2	137,5

A continuación se presenta el evento en el cual se presentaron estos valores máximos, la siguiente grafica fue obtenida por medio del software Dran – View 6, el cual permite obtener los datos del analizador de redes.

Figura 46. Diagrama de tensiones del evento más desfavorable.



Evento #3486 a 10/12/2010 08:38:08,174
 CV Moderado Trans.: Oscilación Pos 1/8 Cyc
 CATEGORÍA: Oscilación Transitoria

Fase 199.7 Deg
 Frecuencia 3873 Hz
 10% Ampl. 122.1
 50% Ampl. 74.7
 90% Ampl. 25.93
 10% offset (useg) 6987
 50% offset (useg) 7008
 Tiempo de subida 10-90% (useg) 43.32
 Peor valor Pico a Pico 237.6

	A	B	C	D	A-B	B-C	C-A
Vrms	137.5	137.3	136.9	39.75	238.6	237.6	236.8
VPico	244.7	274.2	267.2	77.67			
Irms	18.75	18.66	18.63	0.06518			
IPico	137.3	148.4	148.2	0.1669			

6.2 OBSERVACIÓN:

En la medición se están generando una máxima tensión de valor pico de 274,2 Volts de línea y 137,5 Volts de fase como se observa en la Figura 45, y una tensión de operación promedio de 229,32 Volts de línea y de 132,4 Volts de fase, estas sobretensiones de régimen permanente disminuye la vida útil del equipo ya que el equipo funciona a 220 Volts línea – línea.

6.3 RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA.

A continuación se presentaran los datos obtenidos de la medición de la resistencia de puesta a tierra, tanto para el transformador trifásico como para la torre de comunicación.

Tabla 28. Datos medición de la resistencia de puesta a tierra del transformador trifásico.

Distancia del electrodo de corriente (m)	Distancia del electrodo de potencial (m)	Resistencia (Ω)
20	2	8
	4	9
	6	10
	8	12
	10	13
	12	15
	14	17
	16	19
	18	20

Tabla 29. Datos medición de la resistencia de puesta a tierra de la torre de comunicación.

Distancia del electrodo de corriente (m)	Distancia del electrodo de potencial (m)	Resistencia (Ω)
20	2	5
	4	7
	6	7
	8	8
	10	9
	12	9
	14	10
	16	11
	18	11

La resistencia de tierra del sistema de protección externo cumple con los requerimientos dados.

Tabla 30. Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra³⁵

APLICACIÓN	VALORES MAXIMOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA
Neutro de acometida en baja tensión.	25 Ω
Protección contra rayos.	10 Ω
Estructuras de líneas de transmisión o torrecillas metálicas de distribución con cable de guarda.	20 Ω

A continuación se presentan el valor obtenido para el valor de la resistencia de la puesta a tierra obtenidos con el método de la caída de potencial o del 62%.

Resistencia de la puesta a tierra del transformador = 15,4 Ω .

Resistencia de la puesta a tierra de torre comunicación= 9,2 Ω .

³⁵ RETIE Reglamento técnico de instalaciones eléctricas, tabla 25 pág. 93

6.4 EQUIPOS A INSTALAR

Tabla 31. Especificación DPS.

ESPECIFICACION DE LOS DPS A INSTALAR											
TIPO DE DPS	INSTALACION	TENSION NOMINAL CALCULADA FASE - TIERRA [V]	REFERENCIA CATALOGO	NIVELES DE SUPRESION [V]					CORRIENTE NOMINAL		
				L-N	L-G	N-G	L-L	MCOV (L-G)	L-G kA	L-N kA	N-G kA
surgeologic tipo EMA	Secundario del transformador	150	TVS2EMA12A	400	400	400	800	150	160	160	160
surgeologic tipo EBA	tablero general	150	TVS2EBA12A	400	400	400	800	150	80	80	120
surgeologic tipo LC	Equipo sensible	150	TVS120LC20	330	330	330	-	150	20	20	20

Figura 47. Diagrama de conexión de los DPS.

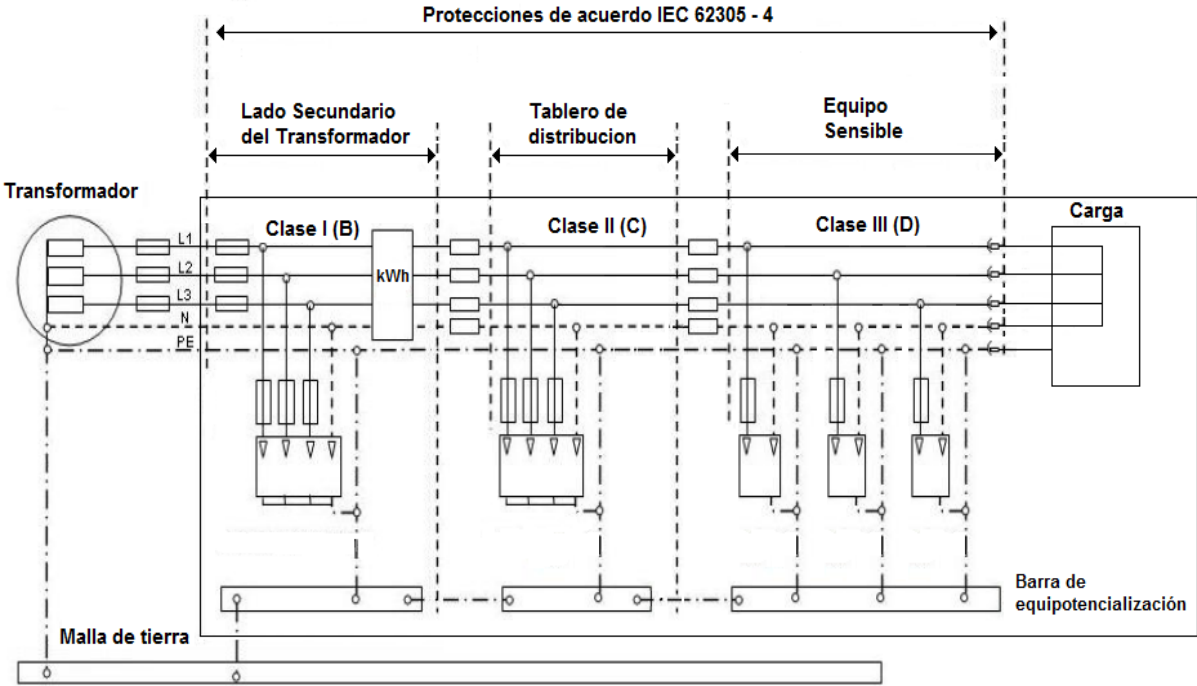
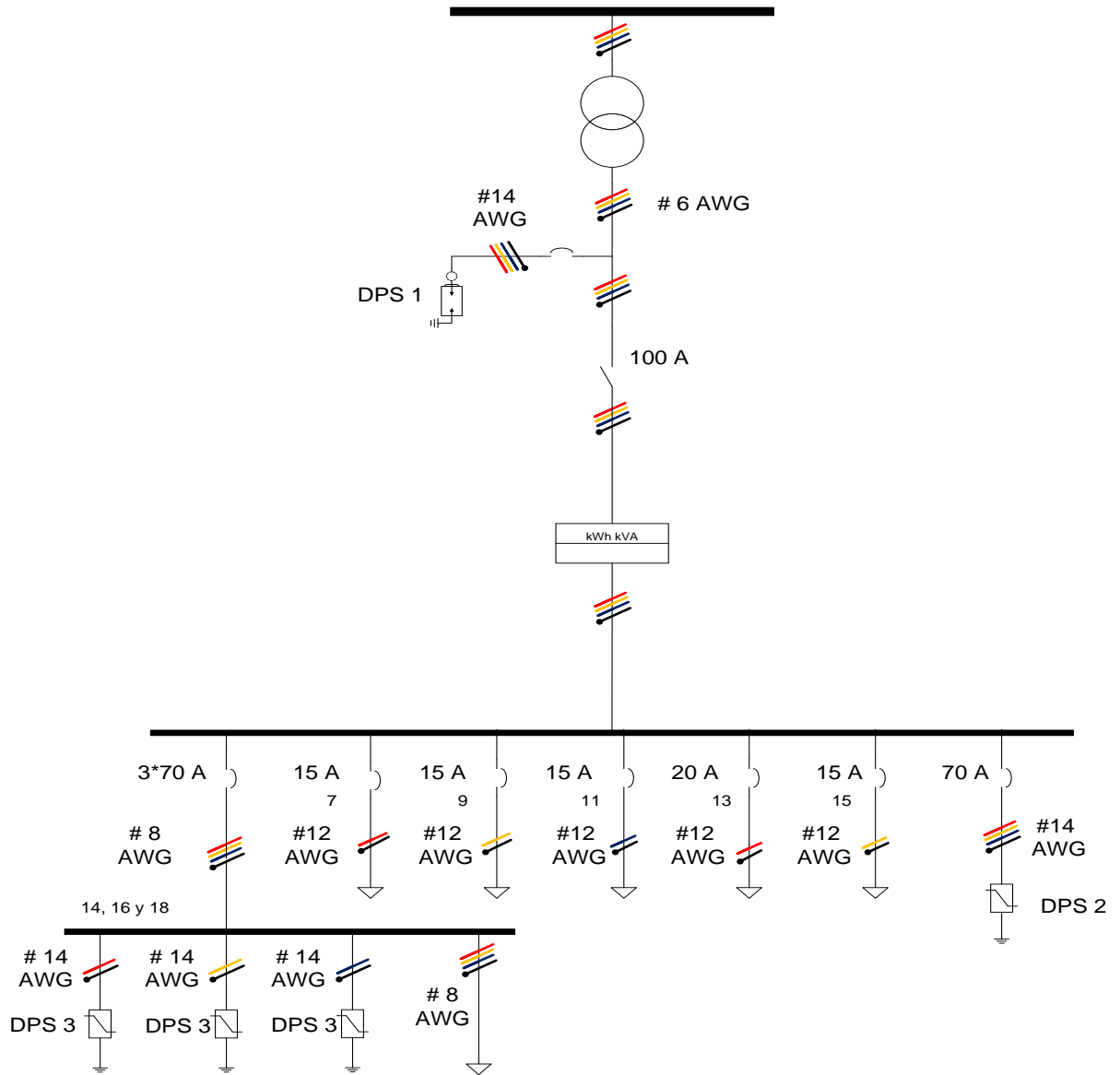


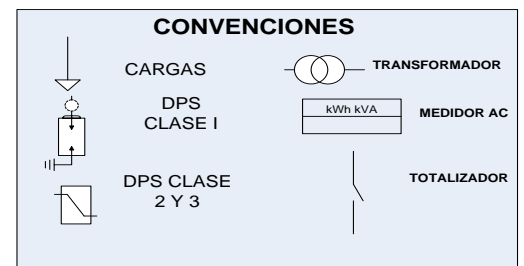
Figura 48. Diagrama unifilar de la estructura a proteger con los DPS instalados.



ESPECIFICACIONES

CONTADOR: Trifásico tetrafilar 3*120/208 Tipo E 415-2 clase 2 100Rev/KWh

TOTALIZADOR: TCD 134100 100 [A] 600 [V]



6.5 RECOMENDACIONES

- El valor nominal del descargador de sobretensiones debe ser igual o mayor que la máxima tensión continua de fase a tierra a la frecuencia de suministro que se pueda en el punto de aplicación.
- Se recomienda que para los DPS a instalar los conductores de conexión a la red y a la tierra no debe ser de calibre menor a 2.08mm^2 (14 AWG) en cobre o $3,3\text{ mm}^2$ (12 AWG) en aluminio. El descargador de sobretensiones se debe conectar a uno de los siguientes elementos:
 - 1) Al conductor de la acometida de puesta a tierra de la acometida.
 - 2) Al conductor del electrodo de puesta a tierra
 - 3) Al electrodo de puesta a tierra de la acometida
 - 4) Al terminal de puesta a tierra de los equipos en el equipo de la acometida (ver Figura 47).
- En cuanto a la protección de los equipos, se deberá realizar una adecuada equipotencialización de todas las puestas a tierra ubicadas en los alrededores y la instalación de dispositivos de protección contra sobretensiones al ingreso de equipo sensible, tablero general y el secundario del transformador.
- En cuanto al desempeño de un DPS es importante que tenga el menor tiempo de respuesta posible y que su corriente de fuga sea mínima (ideal cero) y con alta corriente de impulso de trabajo, estos dos últimos aspectos garantizan que se minimice la corrosión del sistema de tierra y dan mayor durabilidad del mismo DPS.

- El DPS será conectado en modo común, entre conductores activos y el barraje de PT del tablero de distribución normal del local a la menor distancia posible, con el fin de reducir los efectos resistivos del conductor y en caso de falla drenar a tierra sólidamente la corriente de cortocircuito. Con la instalación del dispositivo se busca reducir a niveles aceptables sobretensiones transitorias que se pueden presentar al interior de la instalación por efectos de maniobras y descargas atmosféricas.
- Se recomienda la separación de la tierra del transformador de la planta generadora y del equipo sensible ya que a pesar de que la resistencia de puesta a tierra cumpla, el reglamento vigente RETIE nos dice que cada elemento del sistema eléctrico debe tener su puesta a tierra (ver figura 10 página 89 reglamento técnico RETIE)

6.6 CONCLUSIONES.

- Se necesita reacondicionar el transformador trifásico de 30 kVA, 13.2 kV-228 V, ya que el TAP del transformador se encuentra en la mínima posición posible trabajando así a una tensión de operación promedio de 229.32 Volts y operando hasta tensiones de 274.2 Volts, las cuales son mayores a la tensión nominal del equipo a proteger (220 Volts), al haber estas sobretensiones permanentes se presenta el mal funcionamiento del equipo sensible de la estación de radio y por consecuente la disminución de la vida útil de dicho equipo, para corregir este problema es necesario aumentar el número de espiras en el lado primario del transformador con el objetivo de disminuir la tensión del secundario de 228 Volts a 220 Volts.

Dado que la tensión de operación promedio obtenida mediante el analizador de redes es de 229,32 V y la deseada es de 220 V, es necesario

aumentar el número de espiras en el primario un 4.2%, adicionalmente se agregara un 5% más de espiras con el objetivo de que el transformador no opere en la mínima posición del Tap posible (Tap N° 1), quedando de esta forma en la posición del Tap N° 3 permitiendo así un margen de regulación de tensión en caso de ser necesario compensar la tensión tanto por arriba como por abajo del nivel de tensión de operación. De acuerdo con la anterior se deberá realizar un aumento en las espiras del primario del orden del 9%, aumentando así la tensión en dicho devanado de 13,2 kV a 14,3kV.

- Se instalaran DPS clase I para el lado secundario del transformador con especificaciones de tensión nominal de 150 V, corriente de descarga de 160 kA y onda de prueba 10/350 μ s, un DPS clase II para el tablero general con una tensión nominal de 150 V, corriente de descarga de 80 kA y onda de prueba 8/20 μ s, y un DPS clase III para el equipo sensible con tensión nominal de 150 V, corriente de descarga de 20 kA y onda de prueba 8/20 μ s, especificados en la Tabla 32.
- Se instalaran pararrayos de oxido de zinc de 12 kV y 10 kA para la fase restante en los transformadores monofásicos con el fin de brindar más protección en caso de sobretensiones presentadas en la red de distribución primaria.
- El barraje de los neutros debe ir separado del barraje del sistema de puesta a tierra debido a que el tablero general de la estructura posee solo un barraje donde llegan tanto la tierra como el neutro, esto se realiza ya que la tierra es para descargar y el neutro es para retornar y compensar.
- En cuanto a la protección de los equipos, se deberá realizar una adecuada equipotencialización de todos los cables de comunicaciones que ingresan a la estructura, mediante el aterrizamiento de los blindajes de estos (aquellos

cables que no posean blindaje deberán ser reemplazados por unos que si lo posean), esto para minimizar las sobretensiones inducidas.

- Para el sistema de puesta a tierra, al interconectar o equipotencializar las puestas a tierra la resistencia del sistema se disminuye, esto hace que el sistema de puesta a tierra sea más confiable a la hora de una descarga eléctrica o fallas en el sistema eléctrico.

6.7 PRESUPUESTO.

Tabla 32. Presupuesto.

ELEMENTO	ESPECIFICACIONES	CANTIDAD		VALOR UNIDAD	COSTO TOTAL
SISTEMA DE PROTECCIÓN					
DPS Clase I ³⁶	Vnominal 150 V Idescarga 160 kA Onda 10/350 µs	1	unidades	\$ 3.103.000,00	\$ 3.103.000,00
DPS Clase II	Vnominal 150 V Idescarga 80 kA Onda 8/20 µs	1	unidades	\$ 1.381.200,00	\$ 1.381.200,00
DPS Clase III	Vnominal 150 V Idescarga 20 kA Onda 8/20 µs	3	unidades	\$ 614.460,00	\$ 1.843.380,00
Reacondicionamiento transformador ³⁷	ABB trifasico, 30 kVA 13,2 kV / 228 V	1	unidades	\$ 1.500.000,00	\$ 1.500.000,00
Conductor ³⁸	#14 AWG Cu	30	metros	\$ 771,00	\$ 23.130,00
Pararrayo de Oxido de Zinc ³⁹	Vnominal 12 kV Inominal 10 kA	2	unidades	\$ 143.000,00	\$ 286.000,00
SUBTOTAL					\$ 8.136.710,00
Mano de obra					\$ 813.671,00
TOTAL					\$ 8.950.381,00

³⁶ Cotización obtenida de Schneider Electric por medio del Ing. Raúl Gómez Gómez para los implementos con la referencia TVS2EMA12A para la Clase I, TVS2EBA12A para la Clase II y la TVS120LC20 para la Clase III, se recomienda adquirir estos equipos o unos similares que cumplan con las especificaciones señaladas.

³⁷ Cotización obtenida Macor Ltda. Precio incluye mantenimiento general, impuestos, transporte, desmonte, instalación y préstamo de transformador de repuesto durante el mantenimiento.

³⁸ Cotización consultada con planta física.

³⁹ Cotización obtenida de catálogo de Joslyn, se recomienda implementar estos equipos o unos similares o mejores, que cumplan con las especificaciones dadas.

7 REFERENCIAS

[1] Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificaciones. Norma Técnica Colombiana NTC 4552: Protección contra descargas eléctricas atmosféricas (rayos). Bogotá: ICONTEC; 2008.

[2] OCARIZ, Manuel: Sobretensiones y corrientes de rayo. Asturias: Temper S.A.; 2004.

[3] HASSE, Peter: Protección contra sobretensiones de instalaciones de baja tensión. Madrid: Editorial Paraninfo S. A.; 1991. Pág.: 253.

[4] ELECTROPOL: Viviendo con rayos. [Artículo de internet]. http://www.electropol.com.co/manual_de_seguridad_contra_rayos.php [Consulta: 26 de Enero de 2011].

[5] CIRPROTEC: Sobretensiones transitorios. [Artículo de internet]. http://www.cirprotec.com/productos.php?tipo=Interna&cod_superfamilia=07&cod_familia=001 [Consulta: 26 de Enero de 2011].

[6] Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificaciones. Norma Técnica Colombiana NTC 2050. Bogotá: ICONTEC; 2002.

[7] Colombia. Ministerio de Minas y Energía. Reglamento técnico de instalaciones eléctricas: RETIE. Bogotá; 2009.

[8] International Electrotechnical Commission. IEC 61312-3. Protección contra los Impulsos Electromagnéticos generados por las Descargas de Rayos - Parte 3: Requerimientos de los Dispositivos de Protección contra Sobretensiones. Ginebra: IEC; 2000.

[9] ELECTROPOL: Noticias. [Artículo de internet]. http://www.electropol.com.co/noticias/especificaciones_deseables_de_un_dps.php [Consulta: 26 de Enero de 2011].

[10] International Electrotechnical Commission. IEC 62305-4. Protection against lightning – Part 4: Electrical and electronic systems within structures. Ginebra: IEC; 2006.

[11] Empresas publicas de Medellín. Normas de montajes complementarios: Medida de la resistencia de puesta a tierra. Medellín: EPM; 2005.

[12] Orrego, Lina. Tabares, Karen. Análisis de la metodología Box - Cox para medir resistividad del terreno [Proyecto de grado]. Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira. Facultad de Tecnologías. Escuela de Tecnología Eléctrica; 2008.

BIBLIOGRAFIA

CIRPROTEC: Sobretensiones transitorios. [Artículo de internet].
http://www.cirprotec.com/productos.php?tipo=Interna&cod_superfamilia=07&cod_familia=001 [Consulta: 26 de Enero de 2011].

Colombia. Ministerio de Minas y Energía. Reglamento técnico de instalaciones eléctricas: RETIE. Bogotá; 2009.

ELECTROPOL: Noticias. [Artículo de internet].
http://www.electropol.com.co/noticias/especificaciones_deseables_de_un_dps.php
[Consulta: 26 de Enero de 2011].

ELECTROPOL: Viviendo con rayos. [Artículo de internet].
http://www.electropol.com.co/manual_de_seguridad_contra_rayos.php [Consulta: 26 de Enero de 2011].

Empresas publicas de Medellín. Normas de montajes complementarios: Medida de la resistencia de puesta a tierra. Medellín: EPM; 2005.

HASSE, Peter: Protección contra sobretensiones de instalaciones de baja tensión. Madrid: Editorial Paraninfo S. A.; 1991. Pág.: 253.

Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificaciones. Norma Técnica Colombiana NTC 2050. Bogotá: ICONTEC; 2002.

Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificaciones. Norma Técnica Colombiana NTC 4552: Protección contra descargas eléctricas atmosféricas (rayos). Bogotá: ICONTEC; 2008.

International Electrotechnical Commission. IEC 61312-3. Protección contra los Impulsos Electromagnéticos generados por las Descargas de Rayos - Parte 3: Requerimientos de los Dispositivos de Protección contra Sobretensiones. Ginebra: IEC; 2000.

International Electrotechnical Commission. IEC 62305-4. Protection against lightning – Part 4: Electrical and electronic systems within structures. Ginebra: IEC; 2006.

OCARIZ, Manuel: Sobretensiones y corrientes de rayo. Asturias: Temper S.A.; 2004.

Orrego, Lina. Tabares, Karen. Análisis de la metodología Box - Cox para medir resistividad del terreno [Proyecto de grado]. Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira. Facultad de Tecnologías. Escuela de Tecnología Eléctrica; 2008.

ANEXOS