



**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, SISTEMAS Y  
TELECOMUNICACIONES  
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**



**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA  
PAMPLONA N. DE S. – COLOMBIA  
FECHA**

**DISEÑO DE UN SISTEMA DE PUESTA A TIERRA Y APANTALLAMIENTO  
PARA LA DERIVACIÓN FSW363 DEL CIRCUITO PALDONJUANA.**

**AUTOR: CARLOS ANDRÉS CÁRDENAS FLÓREZ**

**TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR POR EL TÍTULO DE INGENIERO  
ELÉCTRICO**

**DIRECTOR: SAMUEL FERNANDO MONTES ALZATE  
COORDINADOR: HELFAR FREDID RICO RAMÍREZ**

**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA,  
SISTEMAS Y TELECOMUNICACIONES  
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA  
PAMPLONA N. DE S. – COLOMBIA  
FECHA**

**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA ELECTRÓNICA SISTEMAS  
Y TELECOMUNICACIONES  
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**AUTORIZACIÓN PARA SUSTENTAR  
TRABAJO PRESENTADO PARA OPTAR POR EL TÍTULO DE  
INGENIERO ELÉCTRICO**

**DISEÑO DE UN SISTEMA DE PUESTA A TIERRA Y APANTALLAMIENTO  
PARA LA DERIVACIÓN FSW363 DEL CIRCUITO PALDONJUANA.**

**FECHA DE INICIO DEL TRABAJO:**

**FECHA DE TERMINACIÓN DEL TRABAJO:**

**NOMBRES Y FIRMAS DE AUTORIZACIÓN PARA SUSTENTAR**

**AUTOR:** \_\_\_\_\_

**DIRECTOR:** \_\_\_\_\_

**DIRECTOR DE PROGRAMA:** \_\_\_\_\_

**JURADO CALIFICADOR:**

**PRESIDENTE: ING.** \_\_\_\_\_

**OPONENTE: ING** \_\_\_\_\_

**SECRETARIO: ING.** \_\_\_\_\_

**PAMPLONA, COLOMBIA**

**FECHA**

## CONTENIDO

<b>1. INTRODUCCIÓN</b> .....	18
<b>2. OBJETIVOS</b> .....	20
2.1. OBJETIVO GENERAL.....	20
2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	20
<b>3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA</b> .....	21
3.1. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA .....	21
3.2. JUSTIFICACIÓN.....	21
<b>4. ESTADO DEL ARTE Y MARCO DE REFERENCIA</b> .....	22
4.1. Conceptualización. ....	22
4.1.1. Sistema de puesta a tierra (SPT):.....	22
4.1.2. Suelo:.....	23
4.1.3. Electrodo de puesta a tierra: .....	23
4.1.4. Resistencia de puesta a tierra:.....	23
4.1.5. Resistividad del terreno:.....	23
4.1.6. SAIDI:.....	23
4.1.7. SAIFI: .....	23
4.2. Aspectos técnicos.....	24
4.2.1. Valores de resistencia de puesta a tierra. ....	26
4.2.2. Tensión de Contacto:.....	26
4.2.3. Tensión de Paso: .....	27
4.2.4. Tensión Transferida: .....	28
4.2.5. Elevaciones de potencial a tierra (GPR) esperados en el sistema de distribución:.....	29
4.3. Origen y comportamiento de los rayos. ....	29
4.3.1. Estructura tripolar de la nube de tormenta. ....	30
4.3.2. Nivel cerámico – NC: .....	30
4.3.3. Densidad de descargas a tierra – DDT:.....	30
4.4. Sistema de Protección contra Rayos.....	31
4.4.1. Elemento captador o pararrayo:.....	31
4.4.2. Bajantes: .....	32
4.4.3. Tomas de tierra:.....	32
<b>5. IDENTIFICACIÓN DE PUNTOS EN LA DERIVACIÓN FSW363 CON MAYOR AFECTACION POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.</b> .....	33
5.1. Reporte preliminar de falla.....	34
5.1.1. Eventos.....	35

5.1.2. Costos totales .....	36
5.1.3. Antecedentes. ....	36
5.1.4. Clasificación del evento. ....	40
5.1.5. Alarmas Presentadas.....	43
5.2. Jerarquización de transformadores. ....	44
5.2.1. Duración de desconexión 2018 .....	45
5.2.2. Número de salidas 2018.....	46
5.2.3. Duración de desconexión 2018. ....	47
5.2.4. Número de salidas 2018.....	48
5.2.5. Top 10 Duración de desconexión y número de salidas 2018 .....	49
5.2.6. Top 10 Duración de desconexión y número de salidas 2019 .....	50
5.3. Jerarquización de transformadores por descargas atmosféricas.....	51
5.3.1. Cuadro resumen de puntos específicos de estudio.....	53
<b>6. RESISTIVIDAD DEL TERRENO. ....</b>	<b>55</b>
6.1. Medición de la resistividad del terreno.....	55
6.1.1. Caracterización de métodos para la medición de la resistividad del suelo. ....	55
6.2. Mediciones de campo de resistencia de terrenos.....	59
6.2.1. Resultado de las mediciones de la resistencia de terreno.....	61
6.2.2. Modelado de los terrenos. ....	63
6.2.3. Resultado del modelado de los terrenos. ....	65
<b>7. DISEÑO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.....</b>	<b>75</b>
7.1. Paso 1: Área de estudio.....	76
7.2. Paso 2: Selección del conductor.....	76
7.2.1. Selección del conductor para el caso 1 transformador 1T04264.....	78
7.3. Paso 3: Tensiones de paso y contacto tolerables.....	81
7.3.1. Tensiones de paso y contacto para el caso 1 transformador 1T04264.....	82
7.4. Paso 4: Diseño inicial.....	83
7.5. Paso 5: Evaluación de la elevación máxima de tensión (GPR). ....	84
7.5.1. Cálculo de la resistencia de puesta a tierra para el caso 1 transformador 1T04264.....	84
7.5.2. Corriente de la malla IG para el caso 1 transformador 1T04264.....	85
7.5.3. Elevación máxima de tensión para malla en el caso 1 transformador 1T04264.....	85
7.6. Paso 6: Tensiones de malla y paso. ....	87
7.7. Paso 7: Evaluación de los criterios de tensión de paso y contacto.....	89
7.8. Paso 8: Tratamiento del suelo para obtener resistividad más baja.....	90

7.8.1. Tratamiento del suelo del terreno 3 - transformador 1T04264.....	90
7.9. Memorias de cálculo de diseño de sistema de puesta a tierra para terrenos seleccionados.....	96
7.9.1. Diseño terreno 1 - transformador - 1T04248. ....	96
7.9.2. Diseño terreno 2 - transformador 1T04268. ....	99
7.9.3. Diseño terreno 4 - transformador 1T04263. ....	102
7.9.4. Diseño terreno 5 - transformador 1T04234. ....	105
<b>8. METODOLOGÍA DE SELECCIÓN DE PARARRAYOS PARA LA PROTECCIÓN EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN. ....</b>	<b>109</b>
8.1. Condiciones generales. ....	109
8.1.1. características nominales para la selección del pararrayos de.....	109
8.2. Selección de pararrayos para protección de transformadores identificados en la derivación FSW363.....	110
8.2.1. Clasificación de los pararrayos según norma IEC 60099-4.....	112
8.2.2. Normal Duty y Heavy Duty según norma ANSI/IEEE C62.22-1997. ..	113
8.2.3. Selección del pararrayos. ....	114
8.2.4. Selección de la tensión nominal. ....	117
8.2.5. Corriente nominal de descarga.....	120
<b>9. IMPACTO EN LOS INDICADORES SAIDI Y SAIFI POR DESCONEXIÓN DE TRANSFORMADORES EN EL CIRCUITO FSW363 .....</b>	<b>122</b>
9.1. Indicadores de calidad del servicio SAIDI Y SAIFI .....	122
9.1.1. SAIDI .....	122
9.1.2. SAIFI.....	122
9.2. Generalidades de indicadores SAIDI Y SAIFI.....	123
9.2.1. Fallo en transformadores año 2018.....	123
9.2.2. Fallo en transformadores año 2019.....	128
9.3. Demanda no atendida por fallas en transformadores. ....	132
<b>10. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>137</b>
<b>11. BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>138</b>
<b>Anexo A .....</b>	<b>140</b>
<b>Anexo B .....</b>	<b>151</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Variación de la resistividad del suelo con respecto a la humedad a diferentes frecuencias.....	25
Figura 2. Variaciones de resistividad por diversos factores. ....	25
Figura 3. Tensión de contacto.....	27
Figura 4. Tensión de paso. ....	28
Figura 5. Tensión transferida. ....	28
Figura 6. Elevaciones de potencial a tierra (GPR). ....	29
Figura 7. Estructura tripolar de la nube. ....	30
figura 8. Recorrido circuito alimentador PALDONJUANA. ....	33
figura 9. Recorrido de la troncal, de la derivación FSW363. ....	34
figura 10. Clasificación del evento. ....	40
figura 11. Segmento del árbol de fallas para la identificación de causas.....	42
Figura 12. Método de Wenner. ....	57
Figura 13. Curva de resistividad típica.....	58
Figura 14. Método de Schlumberger-Palmer. ....	59
Figura 15. Telurómetro digital FT6031 Earth Tester. ....	60
Figura 16. Direcciones para la medición de las resistencias del terreno. ....	61
Figura 17. Constitución del Descargador de Óxido Metálico con recubrimiento sintético.....	111
figura 18. Pararrayo tipo distribución PDV-100 Optima Arrester (12,7kV MCOV, 7313).....	114
Figura 19-B. Diagrama de bloques del procedimiento del diseño según el estándar IEEE 80-2013.....	152

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra. ....	26
Tabla 2. Segmento representativo de eventos en transformadores 2018.....	35
Tabla 3. Costos totales por restablecimiento del servicio. ....	36
Tabla 4. Duración de desconexión de transformadores.....	37
Tabla 5. Duración de desconexión de arranques.....	37
Tabla 6. Número de eventos presentados en transformadores. ....	38
Tabla 7. Número de eventos presentados en arranques. ....	39
Tabla 8. Duración y eventos año 2019. ....	43
Tabla 9. Transformadores seleccionados para diseño. ....	54
Tabla 10. Valores de resistencia medidos en el terreno 1. ....	61
Tabla 11. Valores de resistencia medidos en el terreno 2. ....	61
Tabla 12. Valores de resistencia tomados en el terreno 3.....	62
Tabla 13. Valores de resistencia tomados en el terreno 4.....	62
Tabla 14. Valores de resistencia medidos en el terreno 5. ....	62
Tabla 15. Rango de resistividad del suelo. ....	64
Tabla 16. Clasificación de suelos.....	64
Tabla 17. Valores de resistividad aparente. Terreno 1 ....	66
Tabla 18. Resistividad aparente-Metodología BOX-COX. Terreno 1.....	67
Tabla 19. Valores de Resistividad aparente. Terreno 2. ....	68
Tabla 20. Resistividad aparente-Metodología BOX-COX. Terreno 2.....	69
Tabla 21. Valores de resistividad aparente. Terreno 3 ....	69
Tabla 22. Resistividad aparente-Metodología BOX-COX. Terreno 3.....	70
Tabla 23. Valores de resistividad aparente. Terreno 4. ....	71
Tabla 24. Resistividad aparente-Metodología BOX-COX. Terreno 4.....	72
Tabla 25. Valores de resistividad aparente. Terreno 5. ....	72
Tabla 26. Resistividad aparente- Metodología BOX-COX. Terreno 5.....	73
Tabla 27. Resultados del modelamiento de los terrenos. ....	74
Tabla 28. Valores seleccionados de resistividad aparente de los terrenos.....	76
Tabla 29. Corrientes de falla de nodos eléctricos indicados para cada terreno. ....	78
Tabla 30. Tiempos de despeje de corrientes de falla para cada terreno. ....	79
Tabla 31. Constante de material a utilizar.....	80
Tabla 32. Dimensiones del conductor de puesta a tierra. ....	80
Tabla 33. Datos de diseño inicial. ....	83
Tabla 34. Corriente que soportara la malla.....	85
Tabla 35. Evaluación de elevación máxima de tensión para malla.....	86
Tabla 36. Cálculo de las tensiones de malla y de paso reales. ....	88
Tabla 37. Cuadro resumen de características de suelo artificial FAVIGEL.....	92

Tabla 38. Datos de entrada diseño terreno 3 – 1T04264.....	93
Tabla 39. Tensiones de paso y contacto tolerables.....	93
Tabla 40. Elevación máxima de tensión para malla GPR.....	95
Tabla 41. Tensiones de malla y paso reales.....	96
Tabla 42. Datos de entrada diseño terreno 1 - 1T04248.....	97
Tabla 43. Tensiones de paso y contacto tolerables.....	97
Tabla 44. Elevación máxima de tensión para malla GPR.....	98
Tabla 45. Tensiones de malla y paso reales.....	99
Tabla 46. Datos de entrada diseño terreno 2 – 1T04268.....	100
Tabla 47. Tensiones de paso y contacto tolerables.....	100
Tabla 48. Elevación máxima de tensión para malla GPR.....	101
Tabla 49. Tensiones de malla y de paso reales.....	102
Tabla 50. Datos de entrada diseño terreno 4 – 1T04263.....	103
Tabla 51. Tensiones de paso y contacto tolerables.....	103
Tabla 52. Elevación máxima de tensión para malla GPR.....	104
Tabla 53. Tensiones de malla y de paso reales.....	105
Tabla 54. Datos de entrada diseño terreno 5 – 1T04234.....	106
Tabla 55. Tensiones de paso y contacto tolerables.....	106
Tabla 56. Elevación máxima de tensión par malla GPR.....	107
Tabla 57. Tensiones de malla y de paso reales.....	108
Tabla 58. Elementos constitutivos de un pararrayos de óxido metálico.....	111
Tabla 59. Clases de descarga a tierra según IEC 60099-5 .....	112
Tabla 60. Pruebas de corriente para pararrayo PDV65 Y PDV100.....	115
Tabla 61. Características eléctricas del pararrayo PDV-100 Optima (Ohio Brass – Hubbell Power Systems).....	116
Tabla 62. Dimensiones, espaciamiento entre pararrayos y niveles de aislamiento para PDV-100 Optima (Ohio Brass – Hubbell Power Systems).....	116
Tabla 63. Indicadores por desconexión de transformadores-2018.....	124
Tabla 64. Indicadores para desconexión de transformador por descargas atmosféricas.....	126
Tabla 65. Indicadores por desconexión de transformadores-2019.....	129
Tabla 66. Indicadores para desconexión de transformadores por descargas atmosféricas.....	131
Tabla 67. Dinero no adquirido por desconexión de transformadores-2018.....	133
Tabla 68. Dinero no adquirido por fallo causado por descargas atmosféricas....	134
Tabla 69. Dinero no adquirido por desconexión de transformadores-2019 .....	135
Tabla 70. Dinero no adquirido por fallo causado por descargas atmosféricas....	136
Tabla 71-A. Datos calculados modelo suelo de dos capas-Terreno 1.....	141
Tabla 72-A. Obtención de resistividad aparente.....	142

Tabla 73-A. Datos calculados modelo del suelo de dos capas-Terreno 2. ....	143
Tabla 74-A. Obtención de resistividad aparente. ....	144
Tabla 75-A. Datos calculados modelo del suelo de dos capas-Terreno 3. ....	145
Tabla 76-A. Obtención de resistividad aparente. ....	146
Tabla 77-A. Datos calculados modelo del suelo de dos capas-Terreno 4. ....	147
Tabla 78-A. Obtención de resistividad aparente. ....	148
Tabla 79-A. Datos calculados modelo del suelo de dos capas-Terreno 3. ....	149
Tabla 80-A. Obtención de resistividad aparente. ....	150
Tabla 81. Constantes de los materiales conductores. ....	153
Tabla 82. Dimensiones típicas de los conductores de puesta a tierra. ....	154

## LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 1. Duración de desconexión de transformadores. ....	37
Gráfica 2. Duración de desconexión de arranques. ....	38
Gráfica 3. Número de eventos presentados en transformadores. ....	39
Gráfica 4. Número de eventos presentados en arranques. ....	39
Gráfica 5. Duraciones de desconexión. ....	43
Gráfica 6. Cantidad de eventos presentados. ....	44
Gráfica 7. Duración de desconexiones para transformadores año 2018. ....	45
Gráfica 8. Número de salidas para transformadores año 2018. ....	46
Gráfica 9. Duración de desconexiones para transformadores, enero-junio. 2019	47
Gráfica 10. Número de salidas para transformadores, enero-junio. 2019. ....	48
Gráfica 11. Top 10 transformadores-número de salidas 2018. ....	50
Gráfica 12. Top 10 transformadores-duración de desconexión enero-junio 2019.	51
Gráfica 13. Top 10 transformadores-número de salidas enero-junio 2019. ....	51
Gráfica 14. Duración de desconexión por descargas atmosféricas ....	52
Gráfica 15. Número de salidas por descargas atmosféricas. ....	53
Gráfica 16. Perfil de resistividad del suelo. Terreno 1. ....	67
Gráfica 17. Perfil de resistividad del suelo. Terreno 2. ....	68
Gráfica 18. Perfil de resistividad del suelo. Terreno 3. ....	70
Gráfica 19. Perfil de resistividad del suelo. Terreno 4. ....	71
Gráfica 20. Perfil de resistividad del suelo. Terreno 5. ....	73
Gráfica 21. Energía específica de un pararrayo. ....	113
Gráfica 22. Indicador SAIDI por desconexión de transformadores para la derivación FSW363-2018. ....	124
Gráfica 23. Indicador SAIFI por desconexión de transformadores para la derivación FSW363-2018. ....	125
Gráfica 24. Indicador SAIDI causa-Descargas atmosféricas. ....	127
Gráfica 25. Indicador SAIFI causa-Descargas atmosféricas. ....	128
Gráfica 26. Indicador SAIDI por desconexión de transformadores para la derivación FSW363-2019. ....	129
Gráfica 27. Indicador SAIFI por desconexión de transformadores para la derivación FSW363-2019. ....	130
Gráfica 28. Indicador SAIDI causa-Descargas atmosféricas. ....	131
Gráfica 29. Indicador SAIFI causa-Descargas atmosféricas. ....	132
Gráfica 30. Dinero no adquirido por DNA-2018 por desconexión de transformadores. ....	133
Gráfica 31. Dinero no adquirido por DNA-2019 por desconexión de transformadores. ....	135

Gráfica 32-A. Curva de resistividad aparente-Terreno 1.....	141
Gráfica 33-A. Ubicación de a/h, curva de sunde - Terreno 1.....	142
Gráfica 34-A. Curva de resistividad aparente-Terreno 2.....	143
Gráfica 35-A. Ubicación de a/h, curva de sunde - Terreno 2.....	144
Gráfica 36-A. Curva de resistividad aparente-Terreno 3.....	145
Gráfica 37-A. Ubicación de a/h, curva de sunde - Terreno 3.....	146
Gráfica 38-A. Curva de resistividad aparente-Terreno 4.....	147
Gráfica 39-A. Ubicación de a/h, curva de sunde - Terreno 4.....	148
Gráfica 40-A. Curva de resistividad aparente-Terreno 5.....	149
Gráfica 41-A. Ubicación de a/h, curva de sunde - Terreno 5.....	150

## RESUMEN

Este proyecto se plantea teniendo en cuenta la criticidad de la derivación FSW363 del circuito PALDONJUANA del SDL de CENS en Pamplona, el cual presenta salidas o afectaciones, por causas externas específicamente descargas atmosféricas. Además este se basa en las mediciones de resistividad tomadas en puntos específicos de la derivación crítica los cuales deben ser seleccionados dentro del tramo que comprende la derivación, estas mediciones son analizadas y utilizadas , teniendo en cuenta metodologías como la expuesta en la norma IEEE 80 y nombradas en la resolución CREG-70-98 en las que se plantean los conceptos de tensiones de paso y contacto y tiempos de despeje de falla adoptados para el diseño del sistema de puesta a tierra, para diseñar el sistema de puesta a tierra que abarque las necesidades y características de dichas zonas de estudio; Además de plantear un sistema de apantallamiento en los puntos de mayor afectación; esto con el fin de disminuir las fallas presentadas en la derivación del circuito por descargas atmosféricas. Por último, se requiere hacer un análisis del comportamiento de los indicadores de calidad del servicio, para determinar el impacto de estos, teniendo en cuenta el funcionamiento de los sistemas de puesta a tierra existentes en las zonas delimitadas para el estudio en la derivación.

**Palabras clave:** Diseño, Resistividad, descargas atmosféricas, metodología, Indicadores.

## ABSTRACT

This project is considered taking into account the criticality of the FSW363 branch of the PALDONJUANA circuit of the CENS SDL in Pamplona, which has exits or effects, due to external causes specifically atmospheric discharges.

In addition, this is based on the resistivity measurements taken at specific points of the critical branch which must be selected within the section comprising the branch, these measurements are analyzed and used, taking into account methodologies such as the one set forth in the IEEE 80 standard and named in resolution CREG-

70-98 in which the concepts of passing and contact voltages and fault clearance times adopted for the design of the grounding system are proposed, to design the grounding system that covers the needs and characteristics of these study areas; In addition to raising a screening system at the most affected points; this in order to reduce the failures presented in the derivation of the circuit by atmospheric discharges. Finally, it is necessary to make an analysis of the behavior of the service quality indicators, to determine their impact, taking into account the operation of the existing grounding systems in the areas defined for the study in the branch.

**Keywords:** Design, Resistivity, atmospheric discharges, methodology, Indicators

## 1. INTRODUCCIÓN

El análisis de fallas presentadas en la derivación FSW363 del circuito PALDONJUANA, indica mayor desconexión por causas presentadas en los informes operativos de CENS, para este análisis se toman como referencia los transformadores y arranques de la derivación, las causas presentadas son: falla en transformador, falla en la red, fallo en poste, mantenimiento general, descargas atmosféricas, etc. Ahora bien, dentro de estas causas se exponen unas subcausas de provocación del evento dentro de las cuales las descargas atmosféricas muestran gran afectación.

Teniendo en cuenta lo anterior se formulan planes de mejoramiento que apoyen las actividades operativas de mantenimiento, en este caso planes que ayuden a disminuir el número y tiempo de desconexiones ocasionados por las descargas atmosféricas para la derivación FSW363 del circuito PALDONJUNA, siendo este el tercer circuito con más fallas presentadas según los reportes operativos de los últimos 3 años.

El presente estudio está dirigido estrictamente a la protección y/o disminución de fallas por descargas atmosféricas, de la derivación FSW363 del circuito PALDONJUANA de CENS, razón por la cual se requiere diseñar un sistema de puesta a tierra y apantallamiento para zonas específicas de la derivación en las cuales se han presentado mayor número de eventos de afectación.

Este diseño estará basado en mediciones de resistividad realizadas en puntos específicos en los cuales las mayores causas de afectación han sido por las mencionadas anteriormente. A su vez se recolectará la información necesaria en cuanto a niveles isoceraunicos que permitan dar inicio al desarrollo del diseño de un sistema de apantallamiento que apoye la protección del sistema de puesta a tierra. Por consiguiente, se conceptualizan los diferentes tipos de sistemas y sus metodologías de diseño basadas en las normas IEEE-80, NTC 2050 y RETIE. Además, se calculan los parámetros necesarios y se seleccionan los materiales que requiere cada sistema y que mejor se adecuan a las necesidades de diseño.

Por último, el alcance de este proyecto será diseñar un sistema de puesta a tierra y apantallamiento que cumpla con los parámetros y metodologías de diseño estipuladas, pero que además aborde las necesidades o características del sistema a proteger. Sin llegar a ser ejecutado o implementado, ya que esta decisión es una acción que debe tomar CENS.

## **2. OBJETIVOS**

### **2.1. OBJETIVO GENERAL**

- Diseñar un sistema de puesta a tierra y apantallamiento para la derivación FSW363 del circuito PALDONJUANA, destinado a la disminución de fallas por descargas atmosféricas.

### **2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Identificar los puntos específicos en la derivación del circuito PALDONJUANA, en los cuales se requiere solucionar un sistema de puesta a tierra y apantallamiento.
- Evaluar los datos obtenidos de las mediciones de resistividad, tomadas en los puntos específicos de estudio de la derivación FSW363 del circuito PALDONJUANA.
- Establecer el tipo de sistema de puesta tierra y apantallamiento, que más se adecua a las características de resistividad de la zona de estudio y equipos o sistemas a proteger en la misma.
- Determinar el impacto en los indicadores de calidad del servicio, teniendo en cuenta el funcionamiento del sistema de puesta a tierra existente en la derivación FSW363.

### **3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

#### **3.1. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA**

Los sistemas eléctricos de distribución se encuentran expuestos a diversos factores de desconexión o falla, como pueden ser las descargas atmosféricas, desgastes por funcionamiento en las líneas, transformadores, equipos de protección y medición, etc. estas afectaciones influyen en el proceso de distribución y/o suministro de energía eléctrica a los usuarios finales, generando además un impacto en los indicadores de calidad del servicio.

En la derivación FSW363 del circuito PALDONJUANA siendo esta de estado crítico, se presentan salidas y fallas en gran medida por descargas atmosféricas, aumentando los índices de interrupciones y procesos de quejas y reclamos por parte de los usuarios, dando una mala proyección de imagen sobre la empresa y el servicio que esta presta.

#### **3.2. JUSTIFICACIÓN**

Teniendo en cuenta lo anterior y con el fin de generar mayor confiabilidad en el funcionamiento del sistema, se plantea el diseño de sistemas de puesta a tierra que cumplan con las características para realizar un mejor despeje de las descargas atmosféricas y fallas internas presentadas en esta derivación. Lo cual indica disminución de impacto económico tanto en la empresa como en la población o usuarios finales conectados a esta red.

## 4. ESTADO DEL ARTE Y MARCO DE REFERENCIA

### 4.1. Conceptualización.

Un sistema eléctrico y electrónico requiere de una instalación de puesta a tierra, el no hacerlo puede traer como consecuencia daños significativos en los equipos del sistema y afectar a la seguridad de las personas.

En general, la puesta a tierra (conexión a tierra o aterrizaje) es el proceso de realizar una unión eléctrica entre determinados elementos de instalación y la tierra misma. De acuerdo con este principio, la necesidad de una puesta a tierra se establece para conducir a tierra, las corrientes (pequeñas o de gran intensidad) de cualquier naturaleza que se puedan originar, ya sea que se traten de corrientes de falla, desequilibrios de los sistemas de distribución de energía, o por descargas eléctricas; con ello se logra:[1]

- Limitar la diferencia de potencial que, en un momento dado, puede presentarse entre puntos de la superficie del suelo o entre puntos del terreno y objetos conductores.
- Asegurar la operación rápida de los dispositivos de seguridad como relés, fusibles, etc.
- Servir como línea de retorno a ciertos sistemas, como, por ejemplo: en los neutros de los generadores, transformadores de distribución, descargadores de pararrayos, etc.
- Ayudar a neutralizar los efectos transitorios de voltaje y corriente producido por descargas atmosféricas, ya que ofrece un camino de baja impedancia a tierra.

**4.1.1. Sistema de puesta a tierra (SPT):** “Conjunto de elementos conductores de un sistema eléctrico específico, sin interrupciones ni fusibles, que conectan los

equipos eléctricos con el terreno o una masa metálica. Comprende la puesta a tierra y la red equipotencial de cables que normalmente no conducen corriente” [2].

**4.1.2. Suelo:** “Sistema natural, resultado de procesos físicos, químicos y biológicos, con componentes principalmente minerales y sólidos inertes que le dan estabilidad, en conjunto con líquidos y gases, que definen su comportamiento eléctrico. Suelo: Sistema natural, resultado de procesos físicos, químicos y biológicos, con componentes principalmente minerales y sólidos inertes que le dan estabilidad, en conjunto con líquidos y gases, que definen su comportamiento eléctrico” [2].

**4.1.3. Electrodo de puesta a tierra:** “Es el conductor o conjunto de conductores enterrados que sirven para establecer una conexión con el suelo” [2].

**4.1.4. Resistencia de puesta a tierra:** “Es un elemento que se usa para limitar las corrientes de falla, evitando así que se dañen los equipos asociados al sistema eléctrico, o que las personas que se encuentren en el área de influencia puedan sufrir algún tipo de daño” [2].

**4.1.5. Resistividad del terreno:** “Representa la resistencia específica del suelo a cierta profundidad, o de un estrato del suelo, se obtiene indirectamente al procesar un grupo de medidas de campo, su magnitud se expresa en ( $\Omega \cdot m$ ) o ( $\Omega \cdot cm$ ) y es inversa a la conductividad” [2].

**4.1.6. SAIDI:** “El indicador SAIDI representa la duración total en horas de los eventos que en promedio percibe cada usuario del SDL de un OR, hayan sido o no afectados por un evento, en un periodo anual” [5].

**4.1.7. SAIFI:** “El indicador SAIFI representa la cantidad total de los eventos que en promedio perciben todos los usuarios del SDL de un OR, hayan sido o no afectados por un evento, en un período anual” [5].

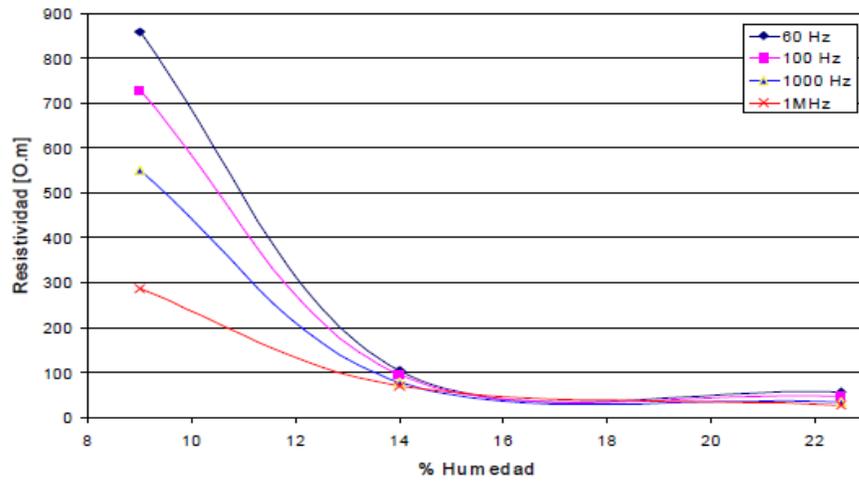
## 4.2. Aspectos técnicos.

El suelo es de naturaleza heterogénea; varía por su composición y según las condiciones del medio. Aunque se pueden clasificar de diversas formas los suelos, por ejemplo, en arcilloso, arenoso y rocoso, no se puede atribuir una resistividad específica a un tipo de suelo, y si se realizan mediciones se pueden encontrar diversos valores de resistividad. Se puede definir la resistividad del suelo  $\rho$  como la resistencia eléctrica entre las caras opuestas de un cubo de dimensiones unitarias (aristas = 1 m) llenado con este suelo. Sus unidades serán  $\Omega\text{m}$ . Varios factores influyen la resistividad del suelo. Entre ellos podemos destacar [2]:

- Tipo de suelo.
- Mezcla de diversos tipos de suelos.
- Suelos con capas estratificadas a profundidades y materiales diferentes.
- Contenido de humedad.
- Temperatura.
- Compactación y presión.
- Composición y concentración de sales disueltas.

La combinación de los anteriores factores da como resultado suelos con características diferentes y consecuentemente, con valores de resistividad distinta. La conductividad del suelo es esencialmente electrolítica. Por esta razón la resistividad de la mayoría de los suelos aumenta abruptamente cuando el contenido de humedad es menor al 15%, como se observa en la figura 2, curva 2. El contenido de humedad, adicionalmente, depende del tamaño del grano y compactación. Por otra parte, la resistividad varía con la frecuencia (figura 1), aspecto que adquiere gran relevancia en presencia de fenómenos eléctricos muy rápidos, como los rayos [2].

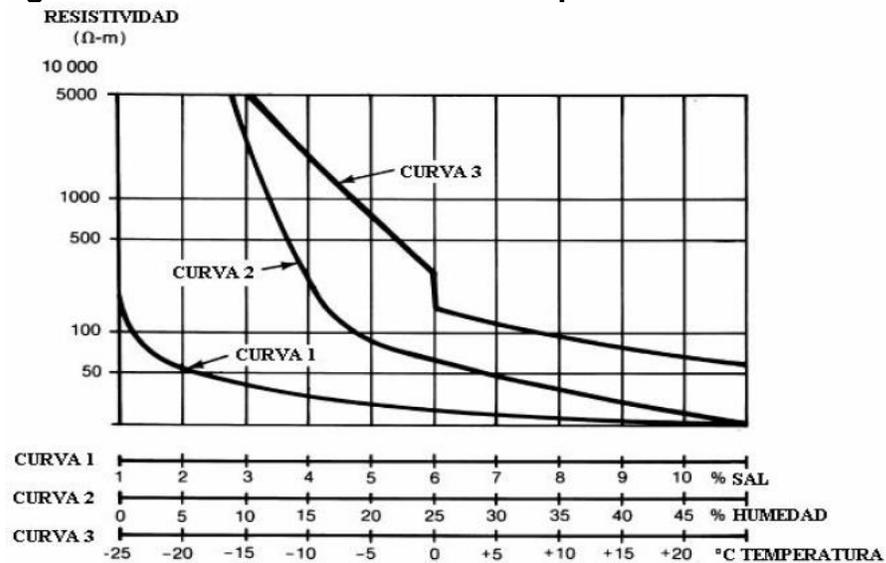
**Figura 1. Variación de la resistividad del suelo con respecto a la humedad a diferentes frecuencias.**



Fuente: [2]

El efecto de la temperatura en la resistividad del suelo es despreciable para temperaturas por encima del punto de enfriamiento. En 0 grados el agua en el suelo comienza a congelarse y la resistividad se incrementa rápidamente, como puede apreciarse en la figura 2 (curva 3) [2].

**Figura 2. Variaciones de resistividad por diversos factores.**



Fuente: [2]

#### 4.2.1. Valores de resistencia de puesta a tierra.

Un buen diseño de puesta a tierra debe reflejarse en el control de las tensiones de paso y de contacto; sin embargo, la limitación de las tensiones transferidas principalmente en subestaciones de media y alta tensión es igualmente importante. En razón a que la resistencia de puesta a tierra es un indicador que limita directamente la máxima elevación de potencial y controla las tensiones transferidas, pueden tomarse como referencia los siguientes valores máximos de resistencia de puesta a tierra adoptados de las normas técnicas IEC 603644442, ANSI/IEEE 80, NTC 2050 y NTC 4552 [2].

**Tabla 1. Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra.**

UTILIZADA PARA	Valor máximo de resistencia de puesta a tierra $\Omega$
Estructuras de líneas de transmisión	20
Subestaciones de alta y extra alta tensión $V \geq 115KV$	1
Subestaciones de media tensión de uso exterior en poste	10
Subestaciones de media tensión de uso interior	10
Protección contra rayos	4
Neutro de acometida en baja tensión	25
Descargas electrostáticas	25
Equipos electrónicos sensibles	5

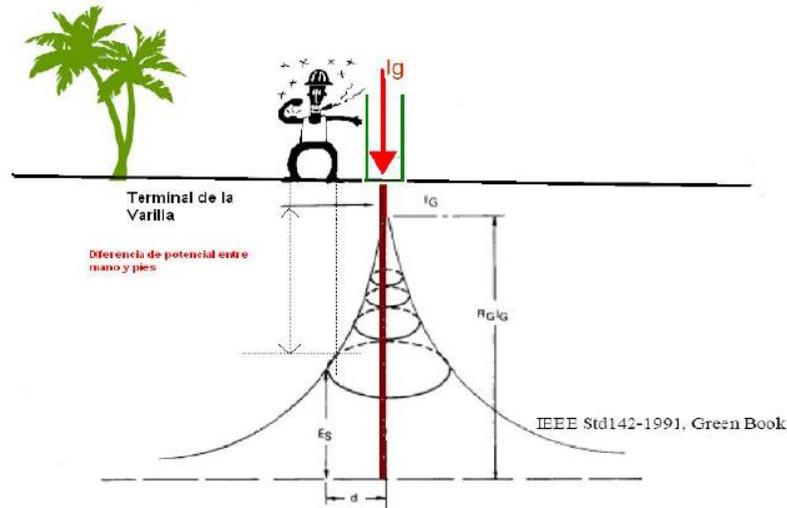
Fuente: Sistemas de puesta a tierra [6].

#### 4.2.2. Tensión de Contacto:

Cuando durante una inyección de corriente a tierra una persona hace contacto con una superficie metálica puesta a tierra que estará a un potencial igual al de la máxima elevación del potencial a tierra de la malla de puesta a tierra (Ground Potential Rise), mientras está parada en un punto del suelo, que estará a un potencial menor, queda sometida entre el punto de contacto (probablemente su mano) y el punto de apoyo en el suelo (probablemente sus pies) a una tensión de contacto; por lo tanto, se puede decir de manera resumida, que la tensión de

contacto es aquella que se aplica al cuerpo al tocar un equipo puesto a tierra, estando parado en el suelo, cuando se disipa corriente a tierra en las cercanías. La figura 4 ilustra este concepto [2].

**Figura 3. Tensión de contacto.**

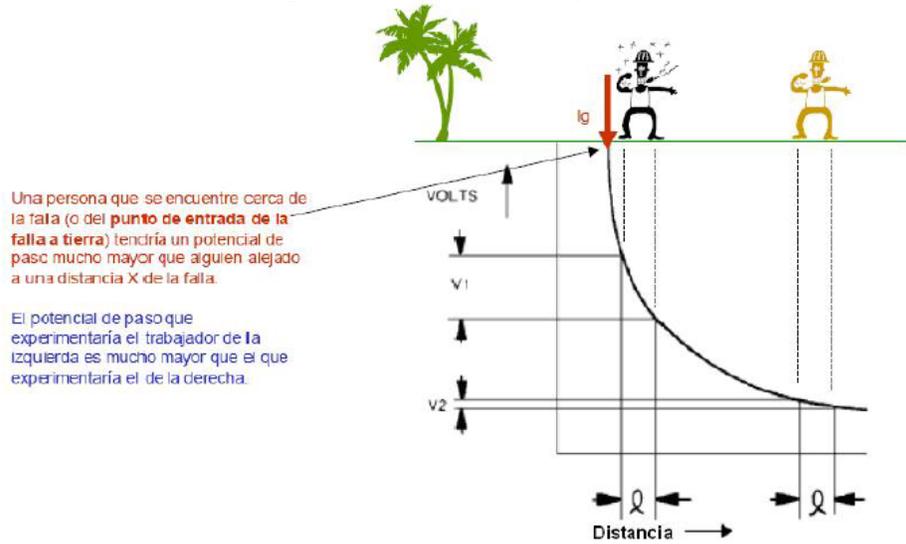


Fuente: [2]

#### **4.2.3. Tensión de Paso:**

Es la tensión a que quedaría sometida una persona al dar un paso mientras se está inyectando corriente en el área en que se desplaza, dados los gradientes de potencial en la superficie del suelo. Los pies cierran circuito a través del cuerpo, entre puntos a diferente potencial. Se puede decir de manera resumida, que la tensión de paso es aquella que se aplica al cuerpo cuando los pies se encuentran a una distancia de aproximadamente 1.0 m, cuando se disipa corriente a tierra en las cercanías. La figura 5 ilustra este concepto [2].

Figura 4. Tensión de paso.

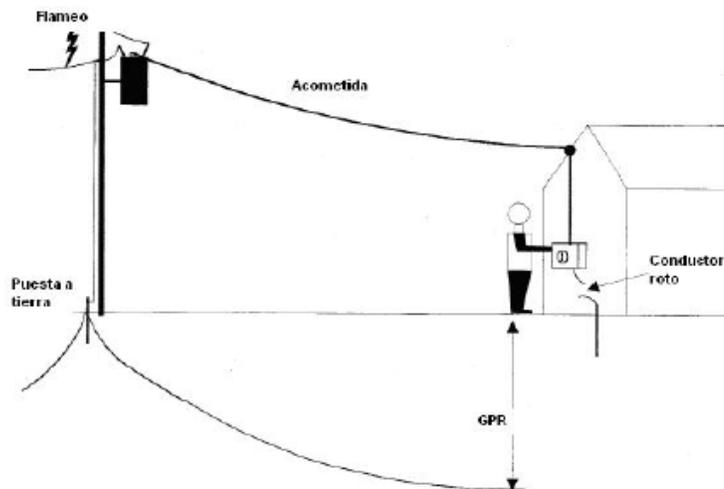


Fuente: [2]

#### 4.2.4. Tensión Transferida:

Son tensiones de contacto que aparecen en puntos alejados del sistema de puesta a tierra, debido a una transferencia del GPR (Ground Potential Rise) a través de un medio conductor, como tuberías metálicas, cables de control, neutros de baja tensión, etc. [2].

Figura 5. Tensión transferida.

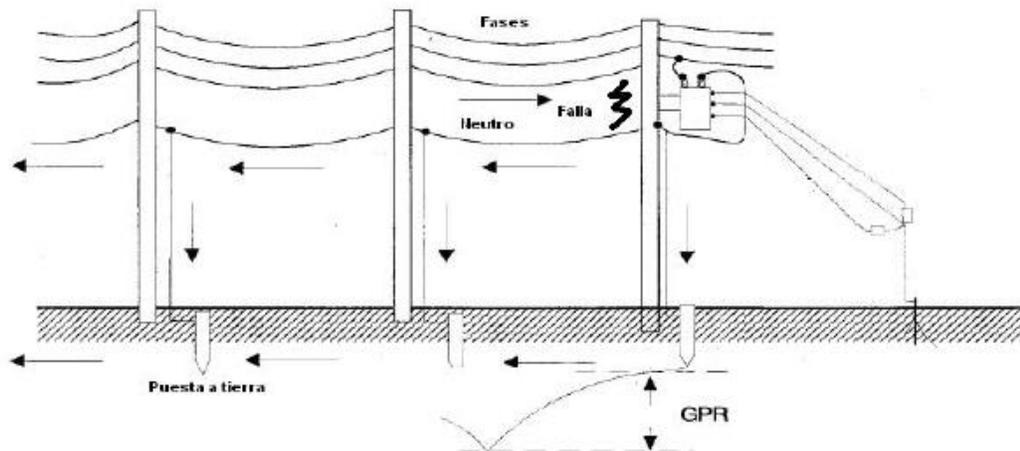


Fuente: [2]

#### 4.2.5. Elevaciones de potencial a tierra (GPR) esperados en el sistema de distribución:

El sistema de distribución de EPM se caracteriza por ser un sistema multiaterrizado, en el cual, el neutro del circuito es puesto a tierra en todos los equipos de protección, maniobra o transformación como es el caso de los transformadores de distribución (monofásicos o trifásicos). Debido a esta característica, cuando ocurre una falla que involucra el neutro del sistema, la distribución de corrientes por las puestas a tierra genera elevaciones de potencial a tierra (conocidas como GPR por su sigla en inglés) a lo largo de todo el circuito [2].

**Figura 6. Elevaciones de potencial a tierra (GPR).**



Fuente: [2]

#### 4.3. Origen y comportamiento de los rayos.

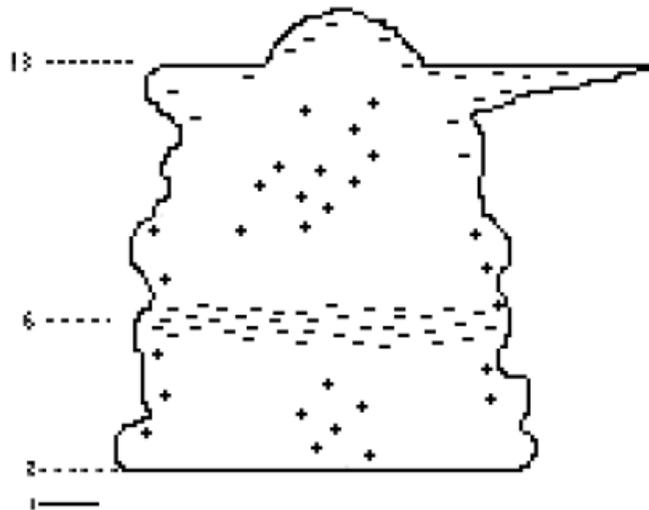
La descarga eléctrica atmosférica o más comúnmente conocida como rayo es un fenómeno físico que se caracteriza por una transferencia de carga eléctrica de una nube hacia la tierra, de la tierra hacia la nube, entre dos nubes, al interior de una nube o de la nube hacia la ionosfera. Los rayos nube – tierra han sido los más estudiados debido, fundamentalmente, a su influencia directa sobre los seres vivos

y a las perturbaciones que causan en dispositivos, equipos o sistemas eléctricos, electrónicos o de comunicaciones [3].

#### 4.3.1. Estructura tripolar de la nube de tormenta.

El campo eléctrico es más intenso en las fronteras superior e inferior de la región de carga negativa, la cual a su vez determina muy frecuentemente el campo eléctrico en la superficie terrestre, debido a que la región inferior de carga positiva es muy pequeña [3].

**Figura 7. Estructura tripolar de la nube.**



Fuente: [3]

#### 4.3.2. Nivel cerámico – NC:

Número de días al año en los cuales es oído por lo menos un trueno [3].

#### 4.3.3. Densidad de descargas a tierra – DDT:

Número de descargas individuales (Strokes) a tierra por kilómetro cuadrado al año. Medida en área de 9 km<sup>2</sup> (3 km x 3 km). Permite cuantificar la incidencia de rayos en la zona [3].

El incremento de las descargas atmosféricas, en los últimos años, ha condicionado la implementación de Sistemas de Protección Contra Descargas Atmosféricas (SPCR), que no sólo incluyan el captador, sino que constituyan una cadena de protección donde cada eslabón se complemente y cumpla su función esencial, proteger las descargas atmosféricas que, inevitablemente, caen en personas, estructuras y bienes materiales.

Este sistema incluye distintos subsistemas con características específicas que, a veces, se obvian o se dejan al azar. Sin embargo, deben realizarse con el compromiso de la ejecución de proyectos técnicamente válidos y eficientes. La forma más segura de protección contra el impacto directo del rayo consiste en su captación, derivación y disipación a tierra. Para que una instalación posea un sistema de protección adecuado, debe ser capaz de [4]:

- Captar el rayo.
- Conducir la corriente del rayo a tierra sin que se produzcan daños.
- Dispersarla en la tierra de forma rápida y segura.
- Evitar los efectos secundarios del rayo (sobretensiones).
- Una correcta protección debe dotar a la estructura de dos sistemas de protección:
  - Protección externa contra impactos directos de rayos, pararrayos, tendido o jaula de Faraday.
  - Protección interna contra sobretensiones provocadas por la caída del rayo, limitadores de tensión.

#### **4.4. Sistema de Protección contra Rayos.**

Está formado por tres elementos [4]:

**4.4.1. Elemento captador o pararrayo:** Es el más importante en la protección contra el rayo, de él depende la utilidad del resto de la instalación, debe estar

adecuadamente ensayado y certificado. El principio ha sido excitar la formación del rayo ionizando el aire para atraer la descarga en la punta del pararrayos.

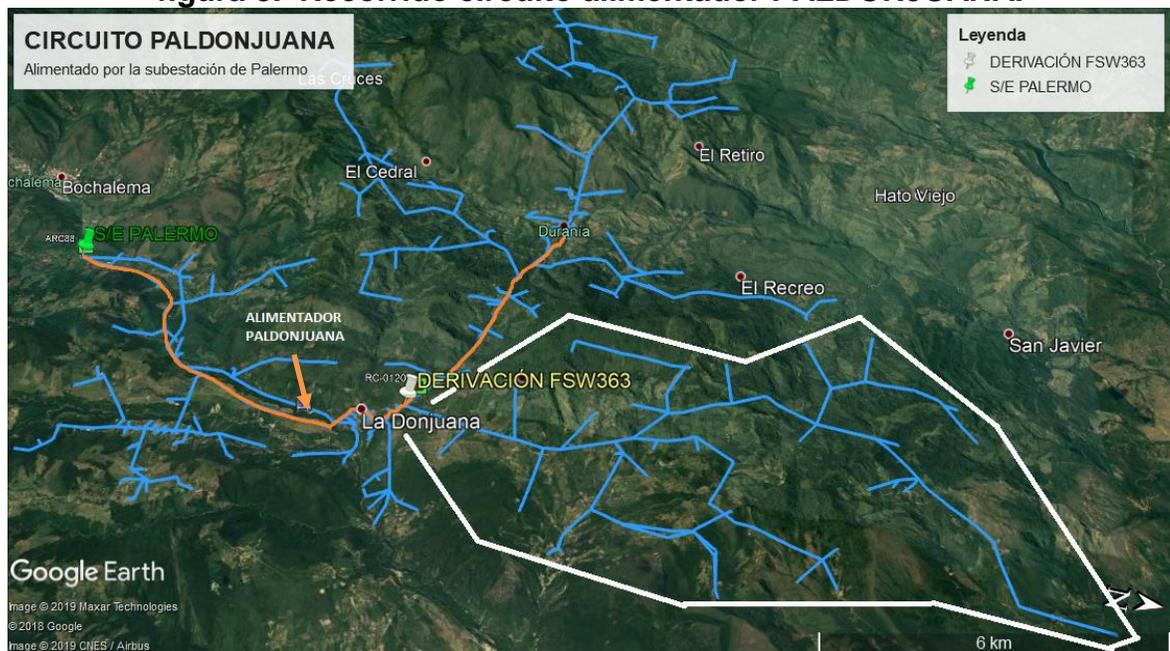
**4.4.2. Bajantes:** Cada pararrayos ha de ir unido a tierra, al menos, por un bajante. Los bajantes se deberán diseñar por el camino más corto y recto posible y deberán ser como mínimo de cobre desnudo de 50 mm<sup>2</sup>, por su comportamiento eléctrico frente a la corriente tipo rayo, es preferible la pletina.

**4.4.3. Tomas de tierra:** Los sistemas de protección externos e internos estarán apoyados por un buen sistema de toma de tierra, para la evacuación de las corrientes del rayo, así como una adecuada equipotencialidad entre todos los sistemas de tierra, tanto de los sistemas de protección como de los circuitos eléctricos y telefónicos del espacio a proteger. Existen diferentes tipos de tomas de tierra.

## 5. IDENTIFICACIÓN DE PUNTOS EN LA DERIVACIÓN FSW363 CON MAYOR AFECTACION POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.

En la figura 8 presentada a continuación, se indica el punto donde se encuentra ubicada, la S/E PALERMO (color verde), de donde se desprende el alimentador PALDONJUANA denotado de color naranja. También se indica la ubicación del arranque FSW363 (color blanco), del cual se desliga la derivación con el mismo nombre y la cual se delimita con los trazos de color blanco en la figura.

**figura 8. Recorrido circuito alimentador PALDONJUANA.**



Fuente: Localización sector de Palermo-La Donjuana-Google Earth.

Por otra parte, en la figura 9, se traza de color amarillo el recorrido de la troncal de la derivación en estudio, iniciando con el arranque FSW363 y terminando con el transformador 1T04266. En la figura se indica la ubicación de cada uno de los transformadores pertenecientes a esta derivación y están simbolizados por un triángulo de color amarillo

**figura 9. Recorrido de la troncal, de la derivación FSW363.**



Fuente: Localización de la derivación FSW363-Google Earth.

A continuación, se presenta la metodología que permite mediante el uso de la información de los informes operativos y otras herramientas como el informe preliminar y árbol de fallas, identificar la problemática y seleccionar las zonas de la derivación con mayor afectación y en las cuales se puede plantear un sistema de protección a tierra.

La metodología de análisis de fallas es la suministrada por el sistema de gestión en CENS, esta contiene unos formatos que se diligenciaron en MICROSOFT EXCEL que permiten abordar diferentes parámetros.

### **5.1. Reporte preliminar de falla.**

A continuación, se muestra el desarrollo del informe preliminar, con cada uno de los ítems que lo conforman, con los que se identifica el nivel de riesgo y categoría del evento y la técnica de análisis para las causas de falla de mayor afectación identificadas. Este reporte presenta de forma específica, la información correspondiente al análisis de las fallas para la derivación FSW363 según los

informes operativos del año 2018, este formato está apoyado con información que se seleccionó y que esta anexa en hojas de cálculo, con los siguientes nombres: EVENTOS, COSTOS TOTALES, COSTOS MANO DE OBRA, COSTOS DE DNA (Demanda no atendida), ANTECEDENTES, CLASIFICACIÓN Y ANÁLISIS DEL EVENTO, ALARMAS PRESENTADAS.

### 5.1.1. Eventos

Como se muestra en la tabla 2, se seleccionó de los informes operativos los eventos de transformadores y arrancadores ocurridos durante el año 2018 en la derivación FSW363 del circuito PALDONJUANA. Los eventos están registrados en tablas que contiene el código SPARD, que identifica el transformador o el arranque que presento fallo o desconexión. Además, se muestran la fecha inicial y fecha de cierre del evento, con su respectiva duración.

**Tabla 2. Segmento representativo de eventos en transformadores 2018.**

EVENTOS TRAFOS 2018						
EVENTO	#EVENTO	CODIGO	FECHA INICIAL	FECHA FINAL	DNA (kwh)	DURACIÓN
EVENTO 1	1T04261	7PT03.	30/12/2018 11:10	30/12/2018 11:45	0.366	0:35:00
EVENTO 2	1T04261	7FL08.	29/12/2018 8:40	29/12/2018 10:50	1.35	2:09:04
EVENTO 3	1T09827	7FT02.	25/12/2018 8:32	25/12/2018 17:00	28.694	8:27:24
EVENTO 4	1T09827	7FT02.	12/12/2018 8:56	12/12/2018 15:25	21.985	6:28:46
EVENTO 5	1T04237	7FL07.	12/12/2018 8:38	13/12/2018 15:15	17.858	6:36:00
EVENTO 6	1T04266	7FL08.	28/11/2018 21:35	29/11/2018 11:50	5.798	14:14:00
EVENTO 7	1T04239	7FO12.	26/11/2018 10:14	27/11/2018 13:45	25.48	3:30:00
EVENTO 8	1T04264	7FT01.	24/11/2018 12:00	03/12/2018 14:00	192.264	2:01:00
EVENTO 9	1T04263	7FO12.	23/11/2018 14:00	24/11/2018 10:00	8.218	19:59:00
EVENTO 10	1T04237	7FL08.	19/11/2018 11:40	20/11/2018 13:45	14.164	2:04:00
EVENTO 11	1T04259	7FO12.	09/11/2018 17:34	11/11/2018 16:30	32.133	22:57:00
EVENTO 12	1T04248	7FL08.	25/10/2018 15:00	27/10/2018 14:10	19.582	23:11:00
EVENTO 13	1T04245	7FT01.	15/10/2018 11:30	17/10/2018 17:36	68.752	6:07:00
EVENTO 14	1T10164	7FL10.	05/10/2018 6:26	05/10/2018 8:20	66.823	1:53:07
EVENTO 15	1T04239	7FL15.	03/10/2018 8:39	04/10/2018 11:00	20.932	2:20:00
EVENTO 16	1T09827	7FT02.	18/09/2018 7:48	20/09/2018 10:45	164.164	2:58:00
EVENTO 17	1T09827	7FT02.	15/09/2018 11:46	17/09/2018 15:00	165.038	3:15:00

Fuente: Información CENS, elaborado por el autor.

### 5.1.2. Costos totales

En la tabla 3 se muestran los costos totales que generaron los eventos de los transformadores y arranques en la derivación para el restablecimiento del servicio. En esta se recopilan los costos de mano de obra, costos de materiales, costos por DNA (Demanda no atendida), costos por servicios y costos por compensación ambiental.

**Tabla 3. Costos totales por restablecimiento del servicio.**

COSTOS DERIVACIÓN FSW363			
	ARRANQUES	TRANSFORMADORES	COSTO TOTAL
COSTO MANO DE OBRA	\$ 7,711,334.52	\$ 9,789,841.61	\$ 17,501,176.13
MATERIALES	\$ 6,029,040.28	\$ 15,107,292.12	\$ 21,136,332.40
DNA	\$ 9,694,622.04	\$ 2,802,483.32	\$ 12,497,105.36
COMPENSACIÓN AMBIENTAL	\$ -	\$ -	\$ -
SERVICIOS	\$ 8,258,071		\$ 8,258,071
<b>TOTAL</b>			<b>\$ 59,392,684.88</b>

Fuente: Información CENS, elaborado por el autor.

### 5.1.3. Antecedentes.

Dentro de la información recopilada se tiene que desde el año 2014 se reporta el circuito PALDONJUANA como crítico por descargas atmosféricas siendo el más fallado en el SDL de CENS regional Pamplona, estas fallas se estabilizaron con algunos planes de mejoramiento al circuito, (keraunos pág. 44).

Ahora bien, durante los años 2016 a 2018 la derivación FSW363 se considera una de las más críticas con 7019 horas y 293 veces en las que se presentaron fallas en transformadores y arranques por lo cual se realizó un análisis de la información, (Rivera, Guerrero C. 2019) [15].

En la información general recolectada de la duración de desconexión de transformadores y arranques de la derivación FSW363, se observa en la gráfica 1, que en el caso de los transformadores se tuvo un aumento desde el año 2016 hasta el año 2018, siendo el año 2018 el de mayor duración de desconexión. Por otra parte, en la gráfica 2, los arranques presentaron una disminución considerable en

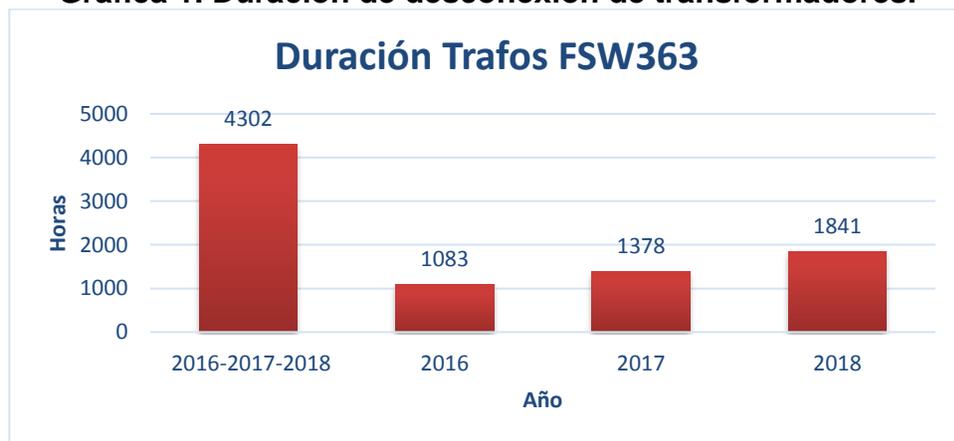
la duración de las desconexiones, siendo el 2018 el de menor duración en tiempo de desconexión.

**Tabla 4. Duración de desconexión de transformadores.**

<b>DURACIÓN TRAFOS FSW363</b>	
<b>Año</b>	<b>Duración (H)</b>
2016-2017-2018	4302
2016	1083
2017	1378
2018	1841

Fuente: información CENS, elaborado por el autor.

**Gráfica 1. Duración de desconexión de transformadores.**



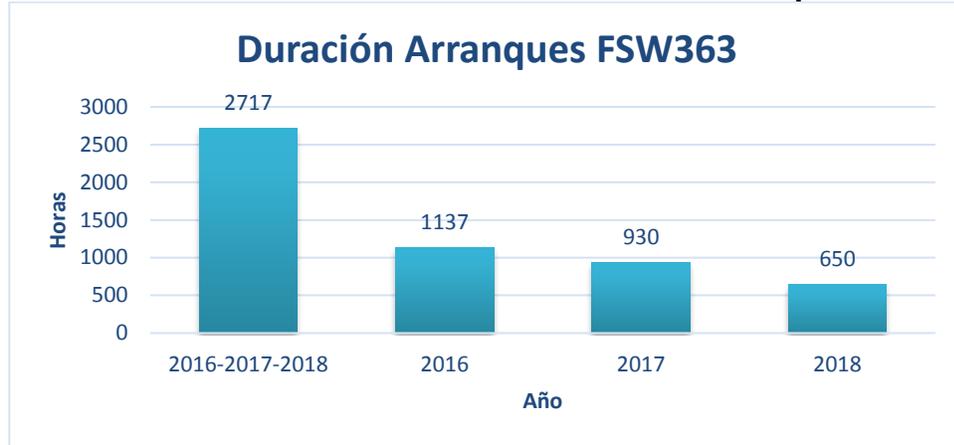
Fuente: Información CENS, elaborado por el autor.

**Tabla 5. Duración de desconexión de arranques.**

<b>DURACIÓN ARRANQUES FSW363</b>	
<b>Año</b>	<b>Duración (h)</b>
2016-2017-2018	2717
2016	1137
2017	930
2018	650

Fuente: Información CENS, elaborado por el autor.

**Gráfica 2. Duración de desconexión de arranques.**



Fuente: Información CENS, elaborado por el autor.

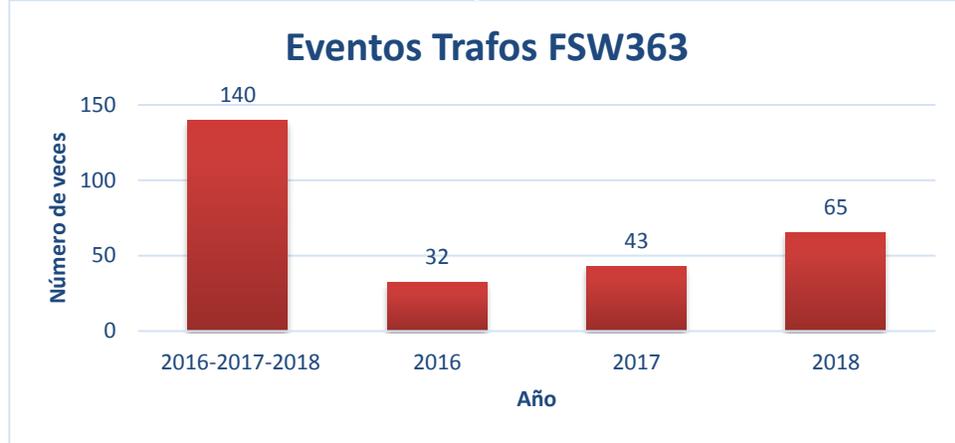
En el análisis del número de veces en las que se presentaron eventos de falla, para el caso de transformadores, se presenta un aumento según la gráfica 3 siendo el año 2018 el de mayor afectación con 65 veces durante el año en las que se presentaron fallas durante la derivación. Por consiguiente, el número de eventos presentados en arranques disminuyó desde el año 2016 hasta el año 2018 (gráfica 4), presentando en este último 36 eventos. Teniendo en cuenta lo anterior se podría anotar que se requiere mayor análisis en los transformadores de la derivación, haciendo énfasis en los que presentan mayores salidas.

**Tabla 6. Número de eventos presentados en transformadores.**

FALLAS EN TRANSFORMADORES FSW363	
Años	Eventos
2016-2017-2018	140
2016	32
2017	43
2018	65

Fuente: Información CENS, elaborado por el autor.

**Gráfica 3. Número de eventos presentaos en transformadores.**



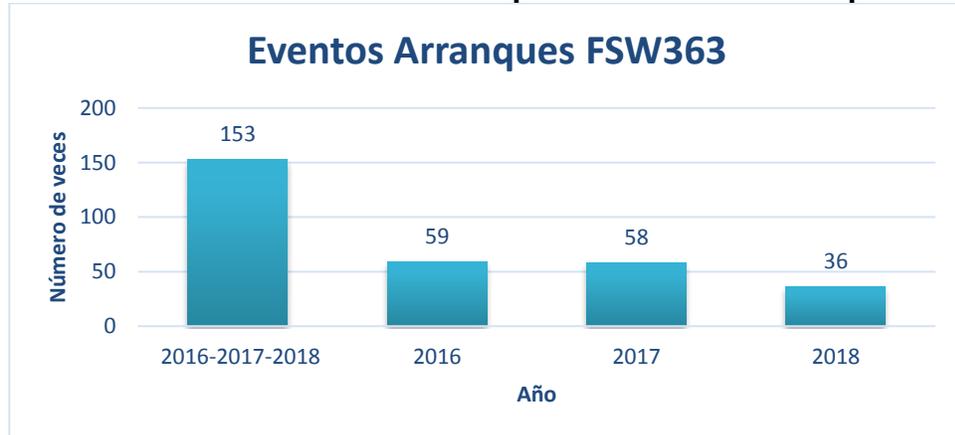
Fuente: Información CENS, elaborado por el autor.

**Tabla 7. Número de eventos presentados en arranques.**

FALLAS EN ARRANQUES FSW363	
Año	Eventos
2016-2017-2018	153
2016	59
2017	58
2018	36

Fuente: Información CENS, elaborado por el autor.

**Gráfica 4. Número de eventos presentados en arranques.**



Fuente: Información CENS, elaborado por el autor.

#### 5.1.4. Clasificación del evento.

Se caracterizo el evento con el nombre de análisis de fallas para la derivación FSW363 del circuito PALDONJUANA, se clasifico como un tipo de evento de falla crónica con un tiempo fuera de servicio de 2492 horas 07 minutos y 55 segundos, al año. No se evidencia afectación de personas ni afectación a medio ambiente ante eventos de derrame de aceite de transformadores se aplica Kit antiderrame como medida de mitigación, además se establecen unos costos de operación y restablecimiento del servicio de entre 50 y 100 millones (COP)/año aproximadamente, el evento es clasificado con una categoría y riesgo ALTO por lo cual se asigna una técnica de análisis de árbol de fallas o diagrama de causa y efecto como se muestra en la figura, esto para falla especifica por descargas atmosféricas.

figura 10. Clasificación del evento.

PROBABILIDAD		CONSECUENCIA				
		Minima	Menor	Moderada	Mayor	Máxima
		1	2	4	8	16
Muy alta	5	5	10	20	40	80
Alta	4	4	8	16	32	64
Media	3	3	6	12	24	48
Baja	2	2	4	8	16	32
Muy Baja	1	1	2	4	8	16

Riesgo y categoría del evento:	Alto	La técnica de análisis es:	Arbol de fallas o Diagrama Causa y efecto o Mapa de Causas
--------------------------------	------	----------------------------	--

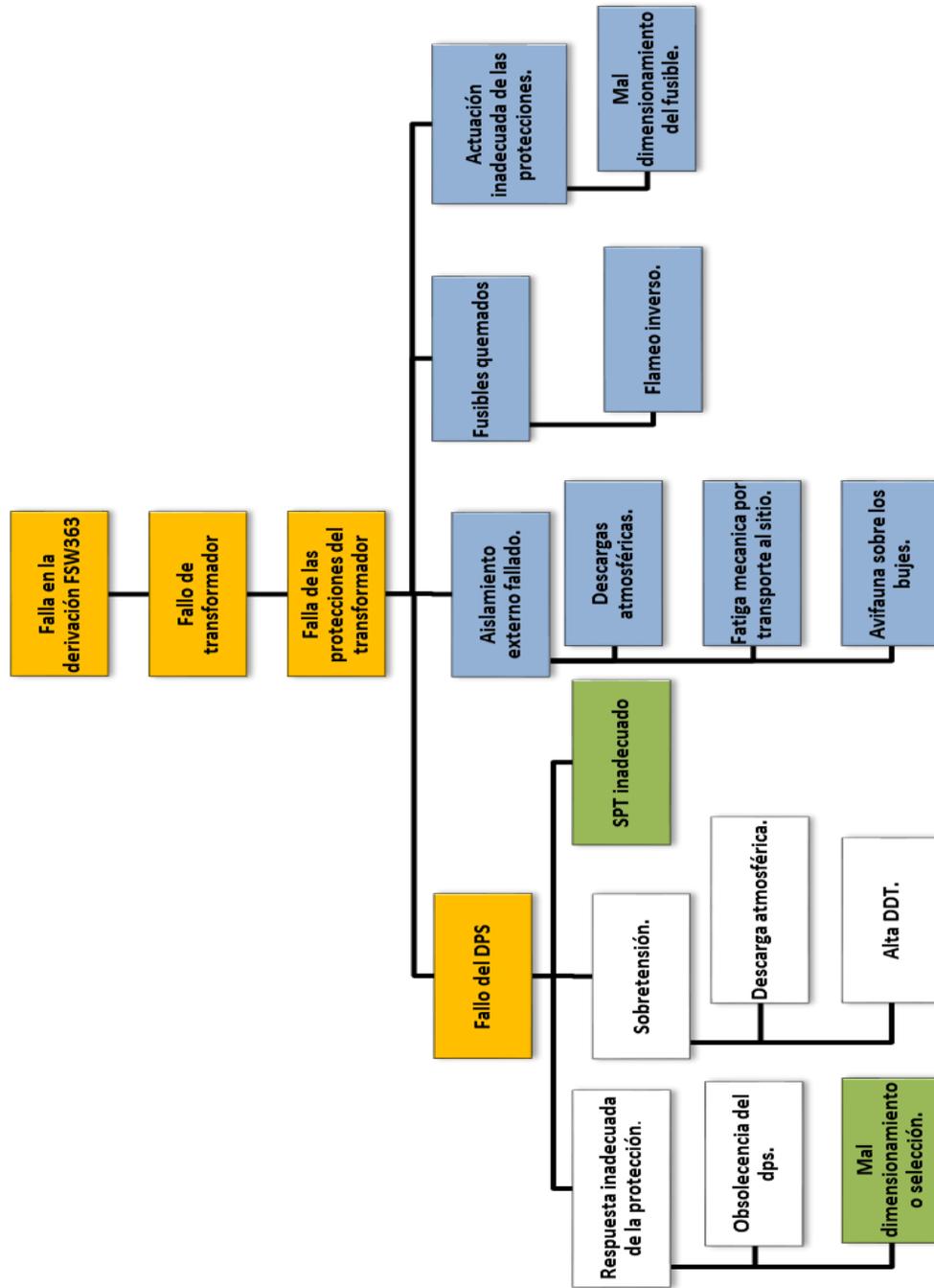
Aceptable	Tolerable	Alto	Extremo
Categoría 1	Categoría 2	Categoría 3	Categoría 4

Fuente: Información CENS, elaborado por el autor.

Luego de la clasificación del evento en la figura 11 se presenta un segmento de la técnica de análisis, árbol de fallas, en la que se toma como hipótesis los fallos en transformadores para el análisis de la falla en la derivación, para esto se realiza una clasificación de posibles causas dentro de las que se selecciona los fallos en DPS, dentro de esta causa se plantean unas sub-causas como son, mal

dimensionamiento o selección del DPS y SPT inadecuado, estas son la base del análisis del proyecto. Teniendo en cuenta lo anterior la selección de las zonas de estudio, se enfoca a fallas en transformadores, en el año 2018 y enero-junio 2019. Se realiza un análisis del comportamiento de los transformadores caracterizando la duración de desconexión y cantidad de salidas en los momentos estipulados, para finalmente abordar las fallas causadas por descargas atmosféricas.

figura 11. Segmento del árbol de fallas para la identificación de causas



Fuente: Información CENS, elaborado por el autor.

### 5.1.5. Alarmas Presentadas.

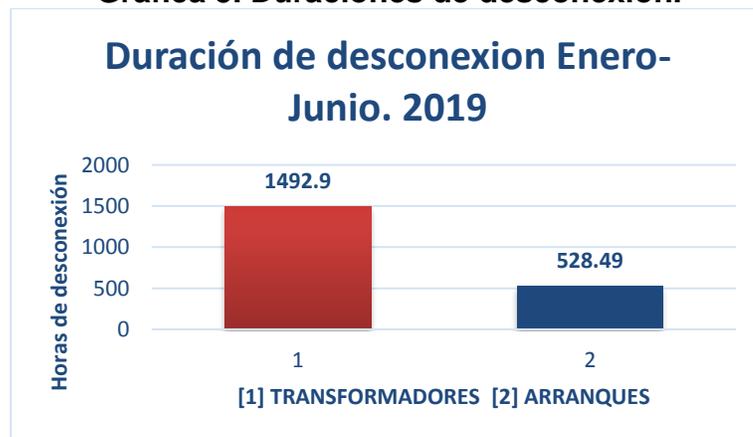
Partiendo de que en los antecedentes encontramos un aumento tanto en duración de desconexión como en número de veces en que se presentaron eventos de falla, a lo largo de los últimos tres años. Por consiguiente, se toman como referencia los reportes de este último año y se analizan además los reportes del 2019 hasta el mes de junio. En la tabla 8, se muestran entre los meses de enero a junio, una duración de salida para transformadores de 1492 horas y 49 eventos presentados; lo que indica que comparado con el año 2018 para estos mismos parámetros, en los primeros seis meses del 2019 se superó más de la mitad de los valores totales presentados en el año anterior, tanto en duración de desconexión como en número de eventos registrados.

**Tabla 8. Duración y eventos año 2019.**

<b>INTERRUPCIÓN DE TRAFOS</b>		
<b>AÑO</b>	<b>DURACIÓN (h)</b>	<b>EVENTOS</b>
<b>Enero-junio. 2019</b>	1492.9	49
<b>INTERRUPCIÓN DE ARRANQUES</b>		
<b>AÑO</b>	<b>DURACIÓN (h)</b>	<b>EVENTOS</b>
<b>Enero-junio. 2019</b>	528.49	31

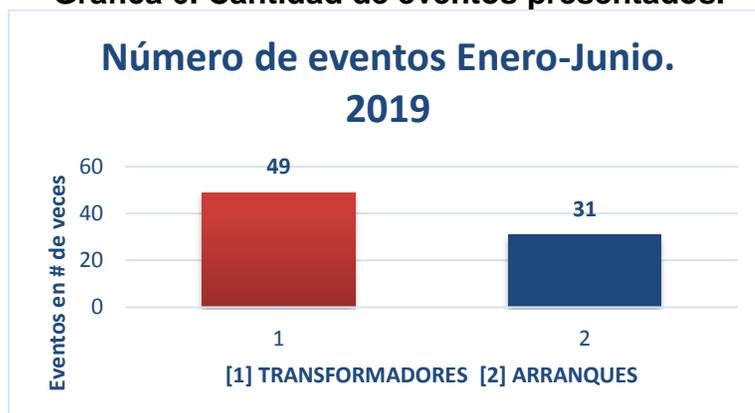
Fuente: Información CENS, elaborado por el autor.

**Gráfica 5. Duraciones de desconexión.**



Fuente: información CENS, elaborado por el autor.

**Gráfica 6. Cantidad de eventos presentados.**



Fuente: Información CENS, elaborado por el autor.

## **5.2. Jerarquización de transformadores.**

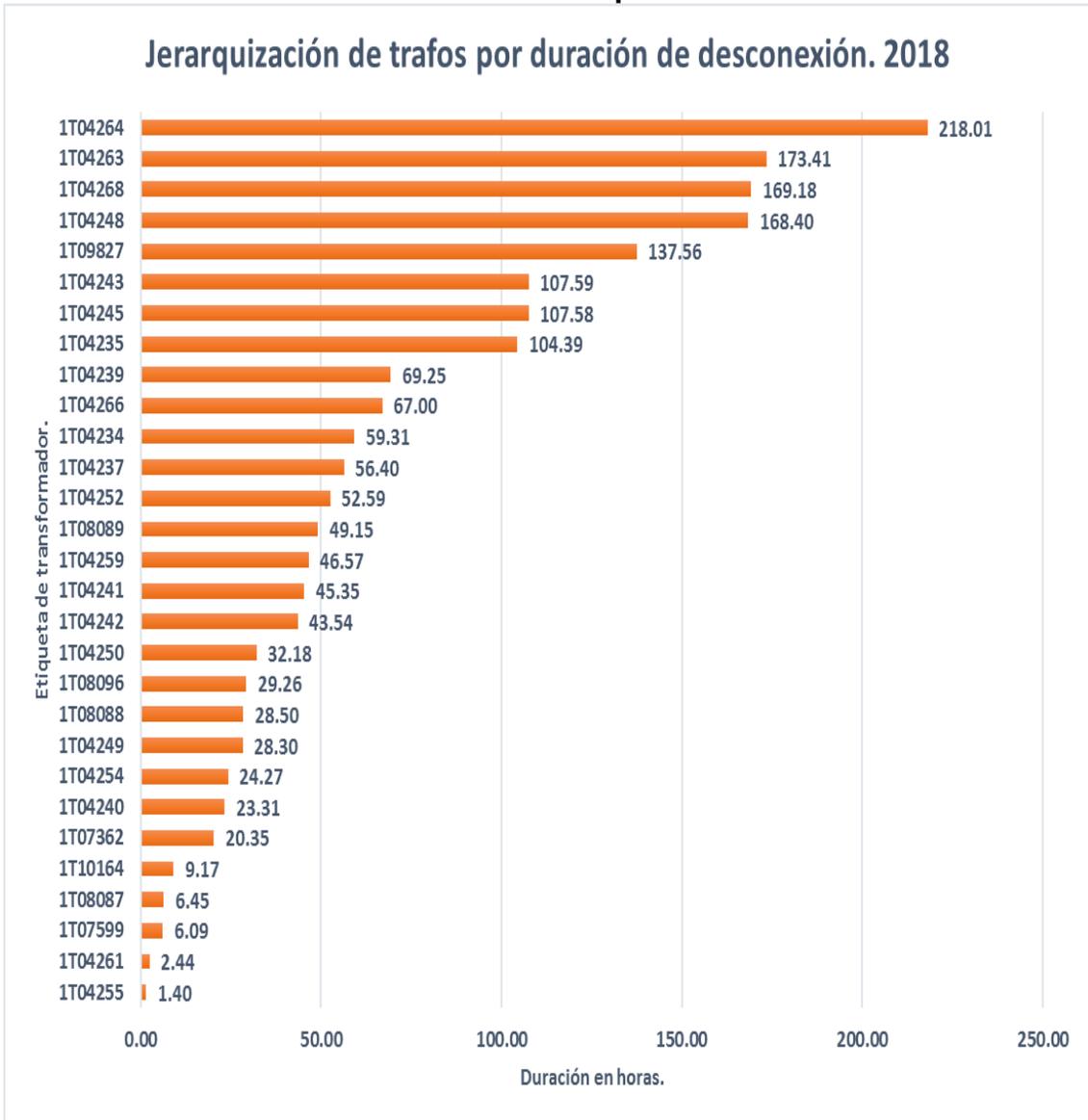
Se seleccionan todos los transformadores pertenecientes a la derivación FSW363, que hayan presentado fallos según el informe operativo suministrado por CENS, para el periodo 2018 y enero-junio del 2019. En este caso la clasificación se realizó por tiempos de duración de desconexión y número de salidas de cada transformador.

Cabe resaltar que se evidencia dentro de la comparación realizada al comportamiento de los gráficos que, aunque para la selección de transformadores por duración de desconexión se encuentren algunas referencias ocupando los primeros lugares por mayor duración, esto no indica que para el caso de la selección por cantidad de salidas estas mismas referencias ocupen los mismos lugares. Ya que se presentan casos como el de la referencia 1T0364, el cual ocupa el primer lugar en duración de desconexión para el 2018, pero solo tuvo una salida ocupando uno de los últimos lugares dentro de la jerarquización. Sin embargo, se debe tener en cuenta su afectación, ya que su duración de desconexión afecta en el indicador SAIDI de calidad del servicio.

### 5.2.1. Duración de desconexión 2018

En la gráfica 7, se observa el tiempo de duración de desconexión para cada transformador que presento eventos de fallo en el 2018. En donde destaca el código del transformador 1T04264, con una duración de desconexión de 218 horas, siendo este un gran mal aporte de calidad del servicio SAIDI.

**Gráfica 7. Duración de desconexiones para transformadores año 2018.**

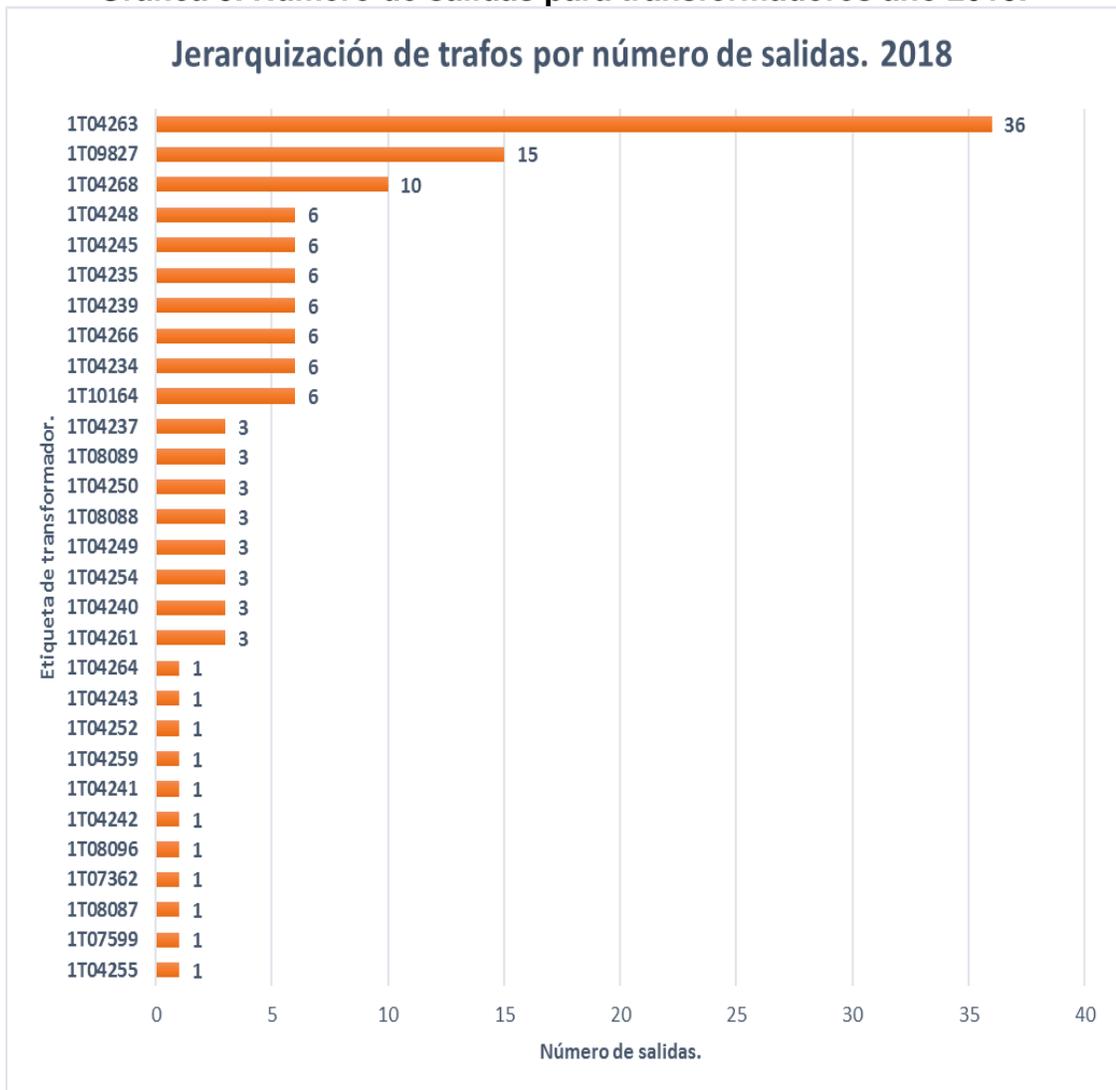


Fuente: Información CENS, elaborado por el autor.

### 5.2.2. Número de salidas 2018.

En la gráfica 8, se muestran el número de salidas que tuvo, cada transformador que presento eventos de falla para el año 2018. En donde se destaca el código del transformador 1T04263, con un número de 36 salidas al año y que teniendo en cuenta el gráfico 7, repercuten en una duración de desconexión de 173 horas aproximadamente.

**Gráfica 8. Número de salidas para transformadores año 2018.**

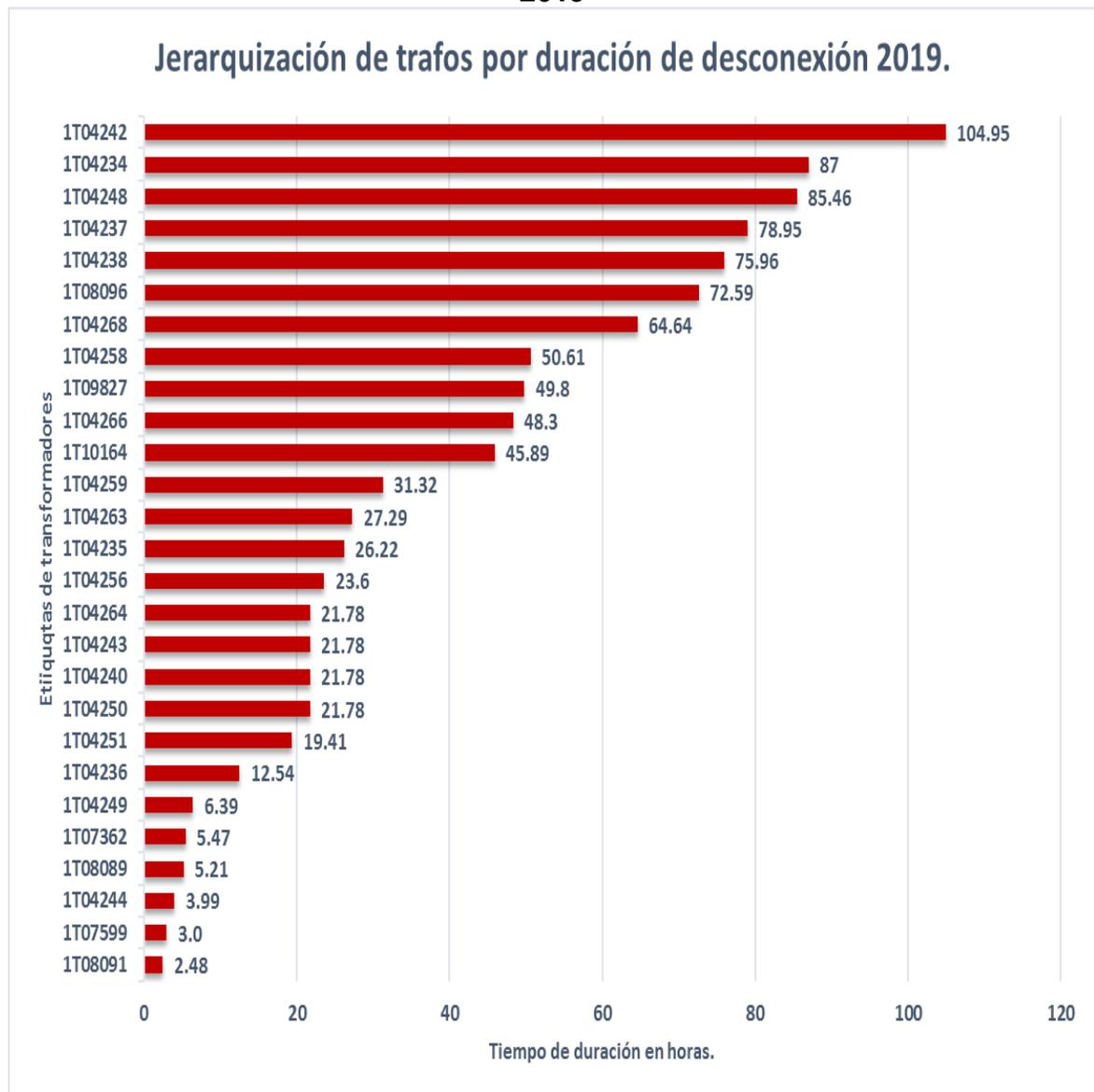


Fuente: Información CENS, elaborado por el autor.

### 5.2.3. Duración de desconexión 2018.

En la gráfica 9, se observa el tiempo de duración de desconexión para cada transformador que presento eventos de fallo entre enero a junio del 2019. En donde destaca el código del transformador 1T04242, con una duración de desconexión de 104 horas.

**Gráfica 9. Duración de desconexiones para transformadores, enero-junio. 2019**

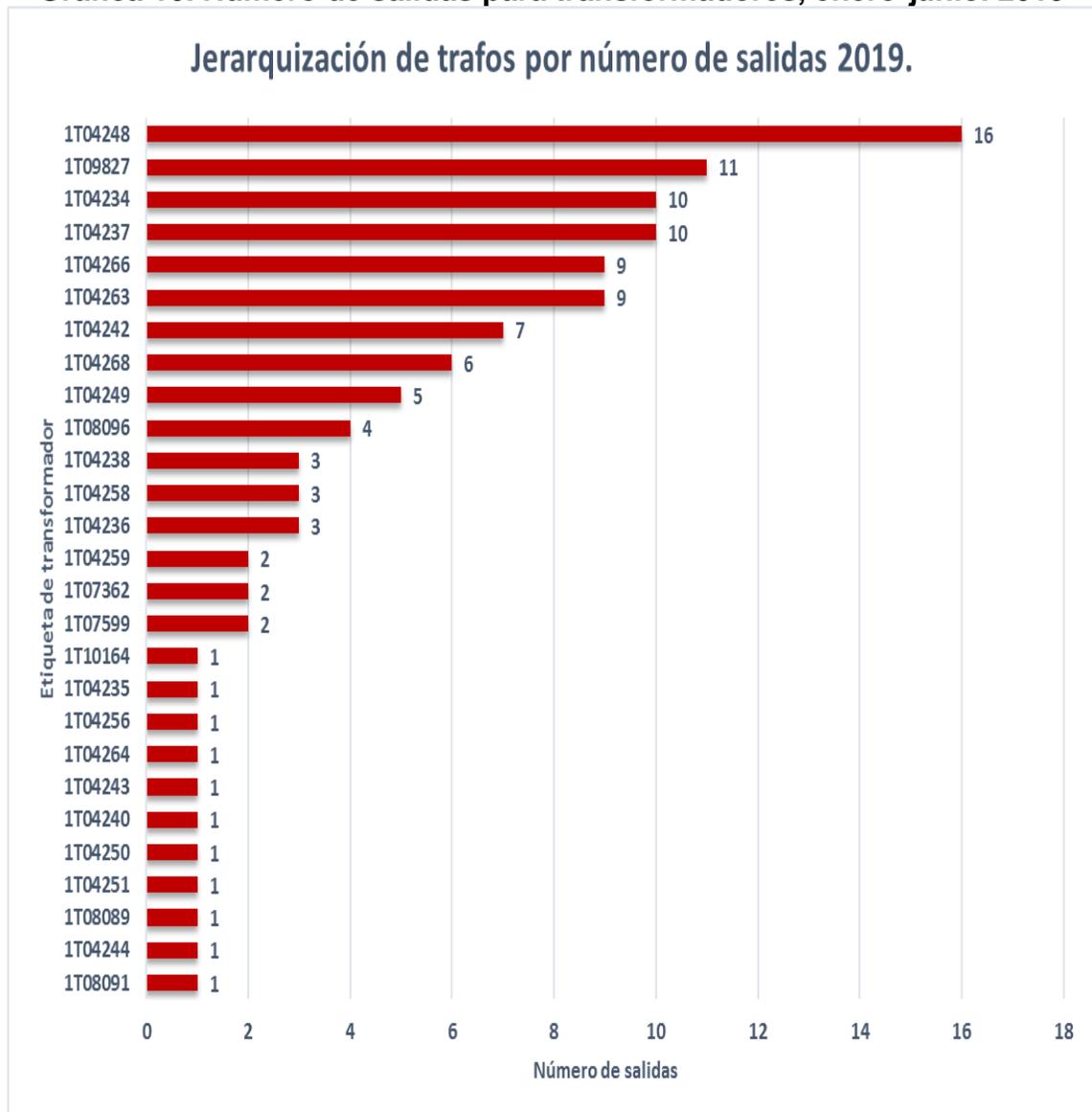


Fuente: Información CENS, elaborado por el autor.

#### 5.2.4. Número de salidas 2018.

En la gráfica 10, se muestran el número de salidas asociadas a cada transformador que presento eventos de falla para el año 2018. En donde se destaca el código del transformador 1T04248, con un número de 16 salidas al año y que teniendo en cuenta el gráfico 7, repercuten en una duración de desconexión de 85 horas aproximadamente.

**Gráfica 10. Número de salidas para transformadores, enero-junio. 2019**



Fuente: Información CENS, elaborado por el autor.

### 5.2.5. Top 10 Duración de desconexión y número de salidas 2018.

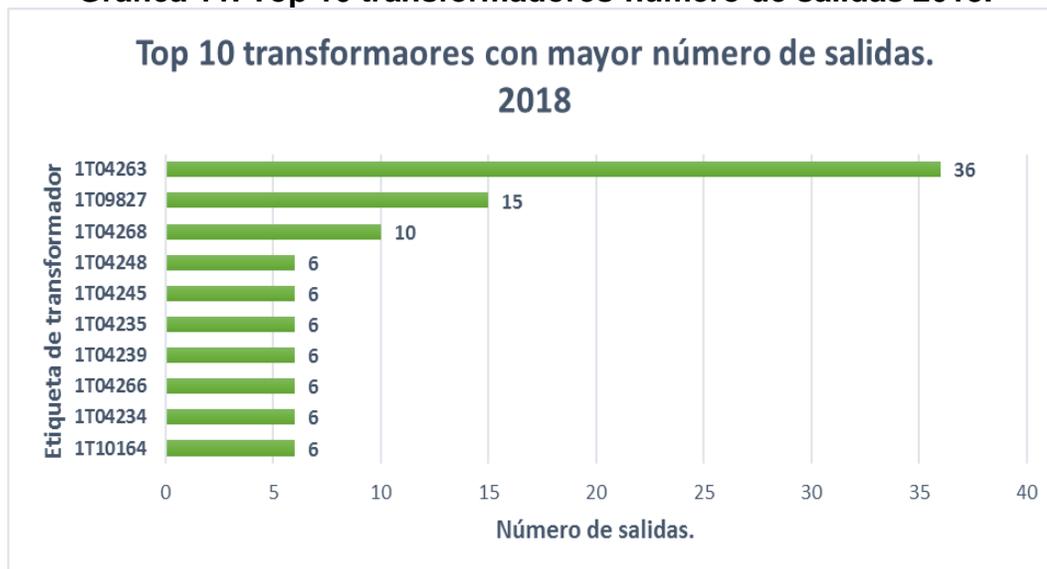
Teniendo en cuenta la clasificación de transformadores para el año 2018, se realiza la selección de un top 10 en duración de desconexión; como se muestra en la gráfica 11 aparecen en los cinco primeros lugares de este top 10, los siguientes transformadores: 1T04264, 1T04263, 1704268, 1T04248, 1T09827. Por consiguiente, según la gráfica12, para el mayor número de salidas, se tienen los siguientes transformadores en las tres primeras posiciones: 1T04263, 1709827, 1T04268. para los demás transformadores seleccionados en este top 10 se observa una cantidad de 6 salidas para todos, dentro de los que se encuentran los transformadores: 1T4248, 1T4245, 1T4234, etc.

**Gráfica. Top 10 transformadores-duración de desconexión 2018**



Fuente: Información CENS, elaborado por el autor.

**Gráfica 11. Top 10 transformadores-número de salidas 2018.**



Fuente: Información CENS, elaborado por el autor.

#### **5.2.6. Top 10 Duración de desconexión y número de salidas 2019.**

Para el año 2019 se encontró dentro del top 10 para mayor duración de desconexión según la gráfica 13 se muestran los siguientes transformadores: 1T04242, 1T04234, 1T04248, 1T4268, 1T4264, 1T09827, etc. Se observa nuevamente que los transformadores fallados para el año 2018 se encuentran con la mayor duración de desconexión para el año 2019. Además, para el caso del mayor número de salidas como se muestra en la gráfica 14 dentro del top 10, se encuentran puntuando casi que las mismas etiquetas, anotando que aparece nuevamente el transformador 1T04263, el cual no se observa en los de mayor duración de desconexión, pero que en el año 2018 tuvo un gran impacto en este parámetro.

**Gráfica 12. Top 10 transformadores-duración de desconexión enero-junio 2019.**



Fuente: Información CENS, elaborado por el autor.

**Gráfica 13. Top 10 transformadores-número de salidas enero-junio 2019.**



Fuente: Información CENS, elaborado por el autor.

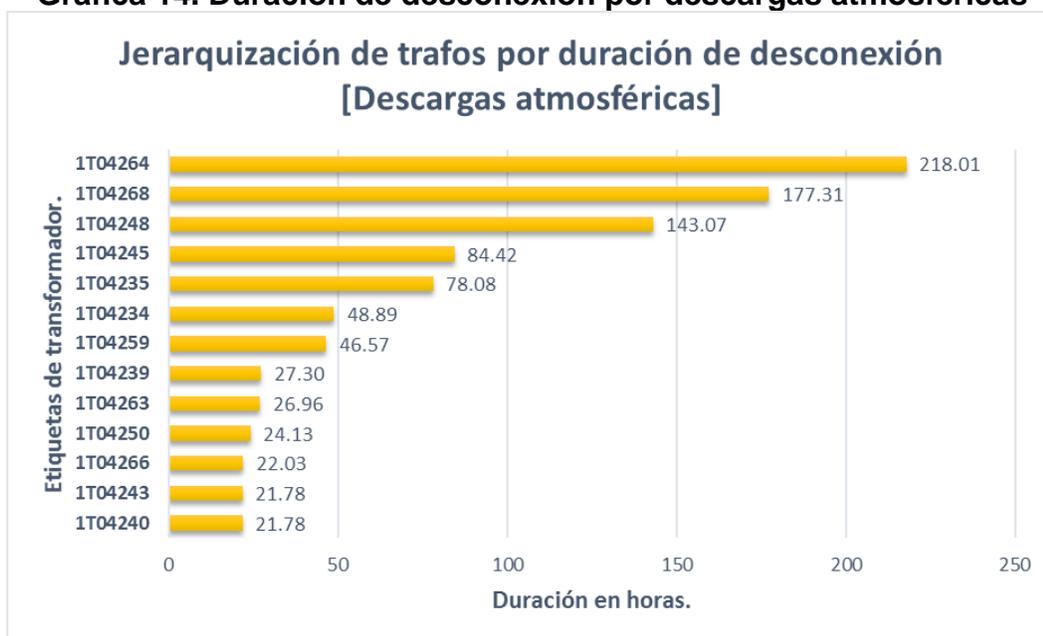
### 5.3. Jerarquización de transformadores por descargas atmosféricas.

Teniendo en cuenta la selección de los transformadores que presentaron fallas y /o desconexiones en el año 2018 y enero-junio 2019, se realiza un filtro que permita

identificar los transformadores que presentaron fallo, causados por descargas atmosféricas, partiendo de esto, se realiza la siguiente jerarquización.

en la gráfica 15 se muestran los transformadores con mayor duración de desconexión, siendo los de mayor relevancia los siguientes: 1T04264, 1T04268, 1T04248, etc. No obstante, dentro de esta selección también se muestran otras etiquetas, que al observar su comportamiento en los anteriores análisis pueden indicar ser tenidos en cuenta para la selección final.

**Gráfica 14. Duración de desconexión por descargas atmosféricas**

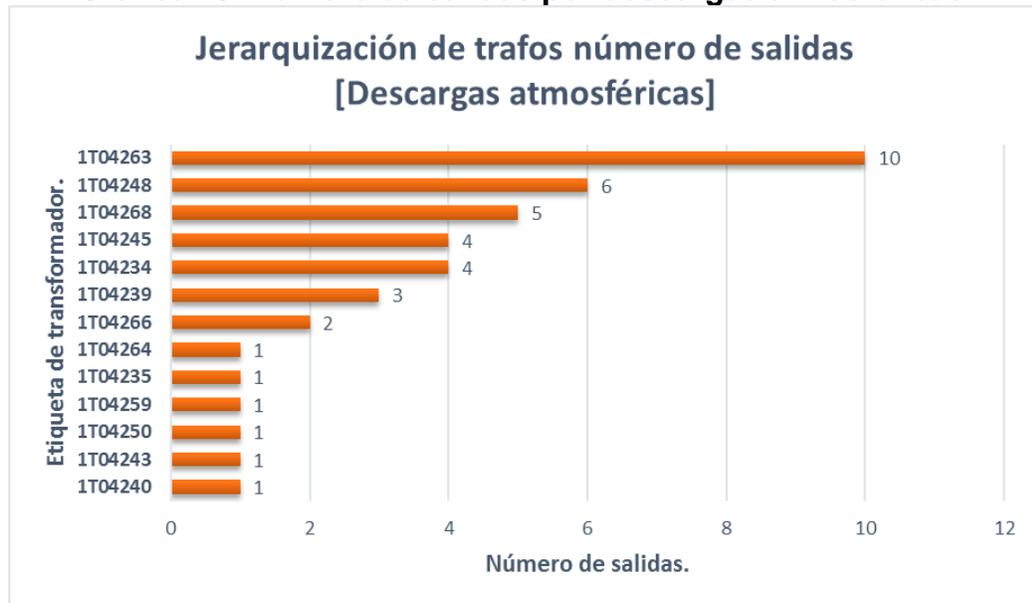


Fuente: Información CENS, Elaborado por el autor.

Ahora bien, para la jerarquización por número de salidas se muestran en la gráfica 16, como los de mayor relevancia los siguientes transformadores: 1T04263, 1T04268, 1T04248, etc. Cabe resaltar que para la selección final de los transformadores en los que se pueda realizar el estudio, se tiene en cuenta el comportamiento de estos, en los diferentes análisis, es decir si su nivel de duración y salidas fue crítico, o se encontraba seleccionado en el top 10 de los dos últimos

años. Ya que así el estudio puede influir en la solución de otras posibles causas de fallo para un mismo transformador, el cual presentó un estado crítico durante los años de análisis.

**Gráfica 15. Número de salidas por descargas atmosféricas.**



Fuente: Información CENS, elaborado por el autor.

### 5.3.1. Cuadro resumen de puntos específicos de estudio.

En la tabla 9, se especifican los puntos o transformadores seleccionados dentro de la derivación FSW363, en los que se plantea un diseño de sistema de puesta a tierra y adecuada selección del sistema de protección contra sobretensiones (apartarrayos), para la protección del transformador de fallos por descargas atmosféricas.

**Tabla 9. Transformadores seleccionados para diseño.**

ITEM	ETIQUETA.	NODOS ELÉCTRICOS	OBSERVACIÓN	COORDENADAS	
				X	Y
1	1T04264	FMVE8255	Transformador	1161860	1352805
2	1T04268	FMVE8280	Transformador	1161534.7	1346832.4
3	1T04263	FMVE8256	Transformador	1161080.1	1352289.7
4	1T04234	FMVE8226	Transformador	1162040	1343959
5	1T04248	FMVE8231	Transformador	1162312	1345489

Fuente: Información CENS, elaborado por el autor.

## 6. RESISTIVIDAD DEL TERRENO.

### 6.1. Medición de la resistividad del terreno.

Las técnicas para medir la resistividad del suelo son esencialmente las mismas sea cual sea el propósito de la medida. Sin embargo, la interpretación de los datos puede variar, en donde se encuentran suelos con resistividades no uniformes. A continuación, se presenta el desarrollo o la metodología que se llevó a cabo para la recolección de mediciones y análisis de los datos obtenidos en las mismas, en pro del diseño del sistema protección a tierra.

#### 6.1.1. Caracterización de métodos para la medición de la resistividad del suelo.

Las diferentes técnicas de medida son descritas en detalle en la IEEE Std 81-1983 "IEEE Guide for measuring earth resistivity, ground impedance, and earth Surface potencial of a ground sistema". Sin embargo, a continuación, se presentan algunos de los métodos y sus características de medición.

##### 6.1.1.1. Método de medición de resistencia de una varilla (variación con la profundidad).

También conocido en la norma ANSI/IEEE Std 81-1983 como el Método de la Variación de Profundidad (variation of depth method), consiste en medir la resistencia de puesta a tierra de un electrodo tipo varilla y, basados en la ecuación de resistencia a tierra de un electrodo vertical en un suelo homogéneo y los datos geométricos de la varilla, derivar la resistividad del suelo. Se asume, que el terreno es homogéneo [2].

$$\rho = \frac{2\pi LR}{\ln\left(\frac{4L}{a}\right)-1} \quad (1)$$

Donde:

$\rho$ : Resistividad del terreno.

L: Longitud del electrodo.

a: Radio del electrodo.

R: Valor de resistencia leído por el equipo.

El procedimiento comúnmente aplicado es el de disponer una varilla metálica con marcaciones cada 20 o 30 cm, y cuya longitud debe ser la suficiente como para obtener la mayor información posible de las variaciones de la resistencia leída a medida que penetra la varilla en la tierra (lo que originó el nombre de Método de la Variación de Profundidad), es decir por cada marca se lee un valor de resistencia y con la fórmula anterior se calcula la resistividad [2].

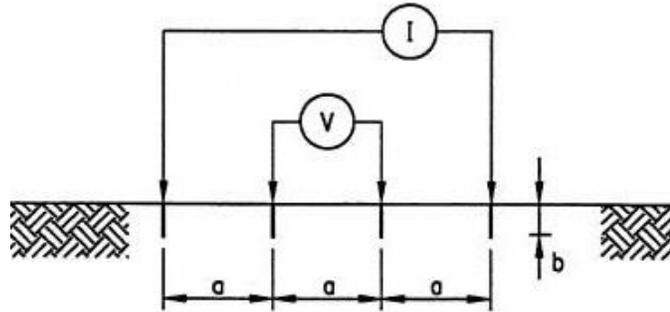
#### **6.1.1.2. Método de medición de resistencia de electrodos ya enterrados.**

Si se está en un lugar donde ya se encuentra instalado un sistema de puesta a tierra y se desea modificar el existente o construir uno adicional, es posible, a partir de la configuración del electrodo enterrado, hallar el valor de la resistencia del sistema y calcular el respectivo valor de resistividad con la fórmula de resistencia que le corresponda. Solo es aplicable en configuraciones sencillas para las cuales exista una fórmula al menos aproximada de la resistencia de puesta a tierra (ver, por ejemplo, Dwight, 1936: 1325). El resultado que se obtiene por este método no es suficientemente confiable y sólo debe usarse como recurso “de emergencia” [2].

#### **6.1.1.3. Método de Wenner.**

El método consiste en enterrar pequeños electrodos tipo varilla, en cuatro huecos en el suelo, a una profundidad “b” y espaciados (en línea recta) una distancia “a” como se ilustra en la figura 11 [2].

**Figura 12. Método de Wenner.**



Fuente: Norma EPM.

Una corriente “I” se inyecta entre los dos electrodos externos y el potencial “V” entre los dos electrodos internos es medido por el instrumento. El instrumento mide la resistencia  $R = (V/I)$  del volumen de suelo cilíndrico de radio “a” encerrado entre los electrodos internos. La resistividad aparente del suelo  $\rho_a$ , a la profundidad “a” es aproximada por la siguiente ecuación:

$$\rho = \frac{4\pi R a}{\left(1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + 4b^2}} - \frac{2a}{\sqrt{4a^2 + 4b^2}}\right)} \quad (2)$$

Dado que en la práctica la distancia “a” es mucho mayor que la profundidad de enterramiento “b”, la ecuación se simplifica de la siguiente manera:

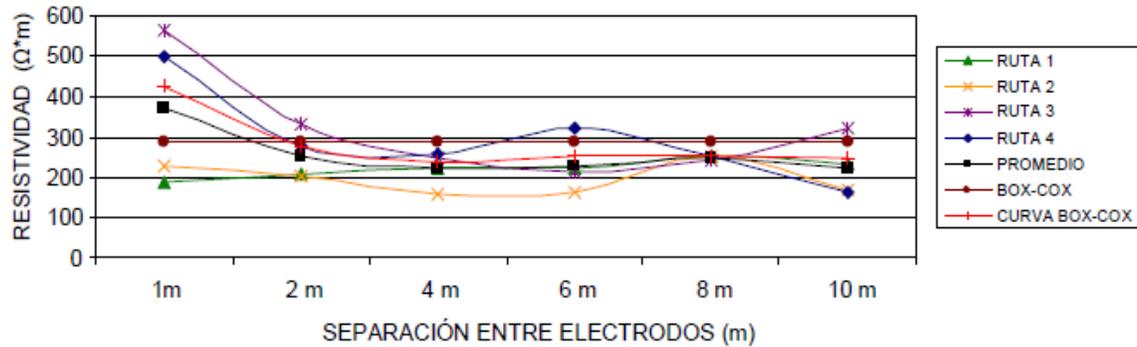
$$\rho = 2\pi R a \quad (3)$$

Para determinar el cambio de la resistividad del suelo con la profundidad, el espaciamiento entre electrodos se varía desde unos pocos metros hasta un espaciamiento igual o mayor que la máxima dimensión esperada del sistema de puesta a tierra (por ejemplo, la mayor distancia posible entre 2 puntos de una malla, o la profundidad de las varillas). El espaciamiento “a” del electrodo se interpreta como la profundidad aproximada a la cual se lee la resistividad del suelo. Para caracterizar la variación de la resistividad del suelo dentro de un área específica, se deben realizar varios grupos de medidas (perfiles) en diferentes direcciones.

Diferentes lecturas tomadas con varios espaciamentos alineados dan un grupo de resistividades (perfil), que cuando son graficadas contra el espaciamento, indican si hay capas diferentes de suelo y dan una idea de su respectiva profundidad y resistividad. La figura 12 ilustra este concepto [2].

**Figura 13. Curva de resistividad típica.**

GRÁFICO DE RESISTIVIDADES

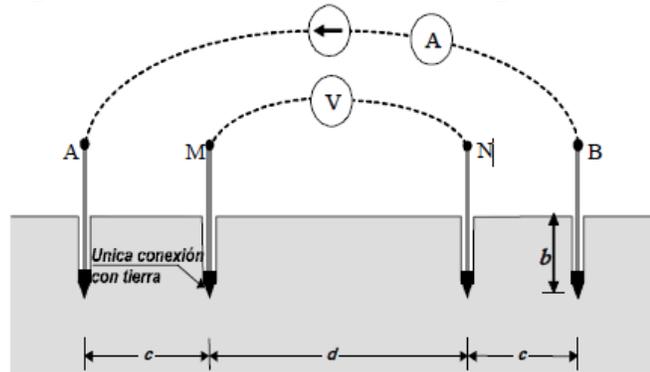


Fuente: Norma EPM.

#### 6.1.1.4. Método de Schlumberger-Palmer.

En este arreglo, al igual que en el de Wenner, los electrodos de emisión (corriente) y medición (tensión) están situados en línea recta, la variante de este arreglo radica en que la separación entre electrodos es, aunque simétrica, desigual para la correspondiente entre los electrodos de tensión y entre estos y los de corriente [2].

**Figura 14. Método de Schlumberger-Palmer.**



Fuente: Norma EPM.

El procedimiento para obtener el modelo del terreno consiste en separar progresivamente los electrodos, alrededor de un punto central permanente, denominado punto de máxima exploración. La fórmula con la cual se calcula la resistividad aparente del terreno es:

$$\rho = \frac{\pi c (c+d) R}{d} \quad (4)$$

Donde:

c: es la separación entre el electrodo de corriente y su correspondiente de tensión.

d: es la separación entre los electrodos de tensión.

## **6.2. Mediciones de campo de resistencia de terrenos.**

La medición de las resistencias de puesta a tierra, de cada uno de los terrenos, se realiza mediante el uso del telurómetro digital marca HIOKI, modelo FT6031 Earth Tester, que se muestra en la figura 15, la medición de dichas resistencias se tomó en dos perfiles o ejes perpendiculares como se indica en la figura 16, según la norma RA6-014 mediciones de resistividad grupo EPM, la cual indica que:

para el caso de una configuración de puesta a tierra pequeña, puesta a tierra de equipos de distribución tales como: reguladores de tensión, reconectores, transformadores, descargadores de sobretensión, interruptores, etc.; debe medirse

como mínimo en dos direcciones perpendiculares, hacia la parte central del terreno [2].

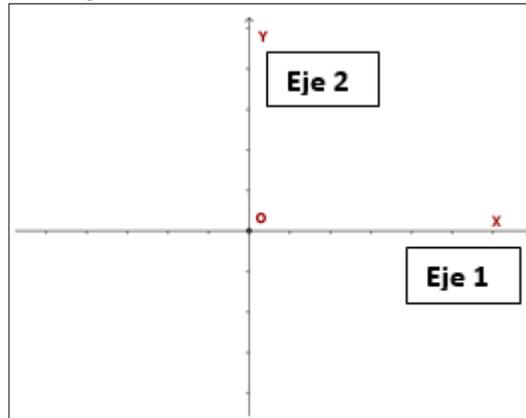
**Figura 15. Telurómetro digital FT6031 Earth Tester.**



Fuente: Fotografía del autor.

Las mediciones se realizan en 5 terrenos ubicados en la zona rural denominada la selva, en donde se encuentra ubicada la derivación FSW363, del circuito PALDONJUANA. Dichas mediciones se realizan mediante el método de Wenner, con espaciamientos de 1m, 2m, 4m y 6m en dos direcciones como se indica en la figura 16. En las tablas que se muestran a continuación están consignados los valores de resistencia medidos para cada terreno identificados por la etiqueta del transformador que se ubica en cada zona.

**Figura 16. Direcciones para la medición de las resistencias del terreno.**



Fuente: Esquema elaborado por el autor.

**6.2.1. Resultado de las mediciones de la resistencia de terreno.**

En la tabla 10 se observan los valores de resistencia medidos para el terreno 1, en el cual se encuentra ubicado el transformador 1T04248.

**Tabla 10. Valores de resistencia medidos en el terreno 1.**

Valores de resistencia medidos-transformador 1T04248					
Eje de Medida	Distancia de las Medidas (m)				
		1	2	4	6
Eje 1	Resistencia ( $\Omega$ )	4.68	2.3	1.23	0.48
Eje 2	Resistencia ( $\Omega$ )	4.28	2.41	1.18	0.83

Fuente: elaborado por el autor.

En la tabla 11 se observan los valores de resistencia medidos para el terreno 2, en el cual se encuentra ubicado el transformador 1T04268.

**Tabla 11. Valores de resistencia medidos en el terreno 2.**

Valores de resistencia medidos-transformador 1T04268					
Eje de Medida	Distancia de las Medidas (m)				
		1	2	4	6
Eje 1	Resistencia ( $\Omega$ )	14.19	9.52	4.96	3.2
Eje 2	Resistencia ( $\Omega$ )	27.13	10.6	4.78	2.78

Fuente: Elaborado por el autor.

En la tabla 12 se observan los valores de resistencia medidos para el terreno 3, en el cual se encuentra ubicado el transformador 1T04264.

**Tabla 12. Valores de resistencia tomados en el terreno 3.**

Valores de resistencia medidos-transformador 1T04264					
Eje de Medida	Distancia de las Medidas (m)				
		1	2	4	6
Eje 1	Resistencia ( $\Omega$ )	76.5	26.19	11.03	8.17
Eje 2	Resistencia ( $\Omega$ )	83.5	17.5	8.56	6.97

Fuente: Elaborado por el autor.

En la tabla 13 se observan los valores de resistencia medidos para el terreno 4, en el cual se encuentra ubicado el transformador 1T04263.

**Tabla 13. Valores de resistencia tomados en el terreno 4.**

Valores de resistencia medidos-transformador-1T04263					
Eje de Medida	Distancia de las Medidas (m)				
		1	2	4	6
Eje 1	Resistencia ( $\Omega$ )	60.2	37.3	16.4	7.8
Eje 2	Resistencia ( $\Omega$ )	52.6	34.5	15.3	6.3

Fuente: Elaborado por el autor.

En la tabla 14 se observan los valores de resistencia medidos para el terreno 5, en el cual se encuentra ubicado el transformador 1T04234.

**Tabla 14 Valores de resistencia medidos en el terreno 5.**

Valores de resistencia medidos-transformador 1T04234					
Eje de Medida	Distancia de las Medidas (m)				
		1	2	4	6
Eje 1	Resistencia ( $\Omega$ )	10.3	5.2	2.1	0.5
Eje 2	Resistencia ( $\Omega$ )	9.82	5.34	3.05	0.4

Fuente: Elaborado por el autor.

## **6.2.2. Modelado de los terrenos.**

### **6.2.2.1. Resistividad del terreno ( $\rho$ ).**

La resistencia de la malla y los gradientes de tensión dentro de una subestación están directamente relacionados con la resistividad del terreno, lo cual variará horizontal y verticalmente. Se deben reunir suficientes datos relacionados con el patio de la subestación, con base en mediciones directas de resistividad empleando un telurómetro. La resistividad del terreno es directamente afectada por la humedad, la temperatura ambiente y el contenido de químicos [6].

### **6.2.2.2. Investigación de la estructura del suelo.**

Las investigaciones sobre resistividad del terreno de una subestación son esenciales para determinar la composición general del suelo y el grado de homogeneidad. Las pruebas de las muestras de excavaciones, perforaciones y otras investigaciones geológicas, proporcionan información útil sobre la presencia de varias capas y la naturaleza del suelo, y dan una idea sobre el rango de resistividad del terreno del sitio. La Tabla 15 muestra el rango de resistividades de suelos típicos [6].

**Tabla 15. Rango de resistividad del suelo.**

TIPO DE SUELO	RANGO DE RESISTIVIDAD ( $\Omega$ -m)
Lama	5 – 100
Humus	10 – 150
Limo	20 – 100
Arcillas	80 – 330
Tierra de jardín	140 – 480
Caliza fizurada	500 – 1000
Caliza compacta	1000 – 5000
Granito	1500 – 10000
Arena común	3000 – 9000
Basalto	10000 – 20000

Fuente: sistemas de puesta a tierra [6].

**Tabla 16. Clasificación de suelos.**

Clasificación de suelos.	
Suelo clase A	Suelos blandos ácidos, con resistividad Menor de 200 $\Omega$ .m
Suelo clase B1	Suelos arenosos semisecos, con resistividad entre 500 y 1000 $\Omega$ .m
Suelo clase B2	Suelos arenosos secos, con resistividad entre 1000 y 2000 $\Omega$ .m
Suelo clase C1	Suelos rocosos con resistividad menor de 1000 $\Omega$ .m
Suelos clase C2	Suelos rocosos con resistividad mayor de 1000 $\Omega$ .m

Fuente: Tierras soporte de la seguridad eléctrica [7].

### 6.2.2.3. Interpretación de las medidas de resistividad del suelo.

El objetivo fundamental de las mediciones es encontrar un modelo de suelo que ofrezca una buena aproximación del suelo real. La resistividad varía lateralmente y con respecto a la profundidad, dependiendo de la estratificación del terreno. Las condiciones climáticas influyen en la resistividad medida, razón por la cual, dichas

mediciones deben realizarse, en lo posible, en época de verano prolongado para obtener la resistividad más alta y desfavorable [6].

Los modelos más comúnmente usados para la resistividad del suelo son [6]:

- **Modelo de suelo uniforme:**

Cuando el contraste entre las diferentes resistividades de las capas es moderado, se puede usar un valor promedio para la resistividad del suelo, como una primera aproximación o para establecer el orden de magnitudes.

- **Modelo de suelo de dos capas:**

Es una representación muy exacta de las condiciones reales del suelo, y consiste en una capa superior de profundidad finita y con resistividad diferente a la de la capa más baja de espesor infinito.

- **Modelo de suelo multicapa:**

Usado cuando las condiciones del suelo son más complejas.

### 6.2.3. Resultado del modelado de los terrenos.

A continuación, se muestran los valores de resistividad aparente y los perfiles de resistividad del suelo para cada terreno. Esto se realizó teniendo en cuenta el modelo del suelo uniforme ya que, un suelo puede ser considerado como uniforme si la diferencia entre los dos valores extremos de las resistividades medidas es menor del 30%. Por consiguiente, se determinó un valor promedio de resistividad para cada terreno, utilizando dos metodologías.

La primera se determinó calculando la resistividad aparente promedio, con las mediciones del método de Wenner con la fórmula que se presenta a continuación [6].

$$\rho_{a\text{prom}} = \frac{\rho_{a1} + \rho_{a2} + \rho_{a3} + \dots + \rho_{an}}{n} \quad (5)$$

$\rho_{a1} + \rho_{a2} + \rho_{a2} + \dots + \rho_{an} \rightarrow$  Resistividades aparentes medidas a diferentes espaciamientos siguiendo el método de Wenner.

$n \rightarrow$  Número total de medidas tomadas.

Los datos obtenidos para ese modelo se muestran en las tablas 17, 19, 21, 23, 25. Ahora bien, la segunda metodología se denomina BOX-COX. Esta metodología de cálculo se propone en la norma ANSI/IEEE - 80, y es aplicable porque permite calcular un solo valor de resistividad con una probabilidad del 70%, a partir del ajuste de distribución normal.

Los datos obtenidos para este modelo se presentan en las tablas 18, 20, 22, 24, 26.

#### 6.2.3.1. Modelamiento de resistividad aparente del terreno 1.

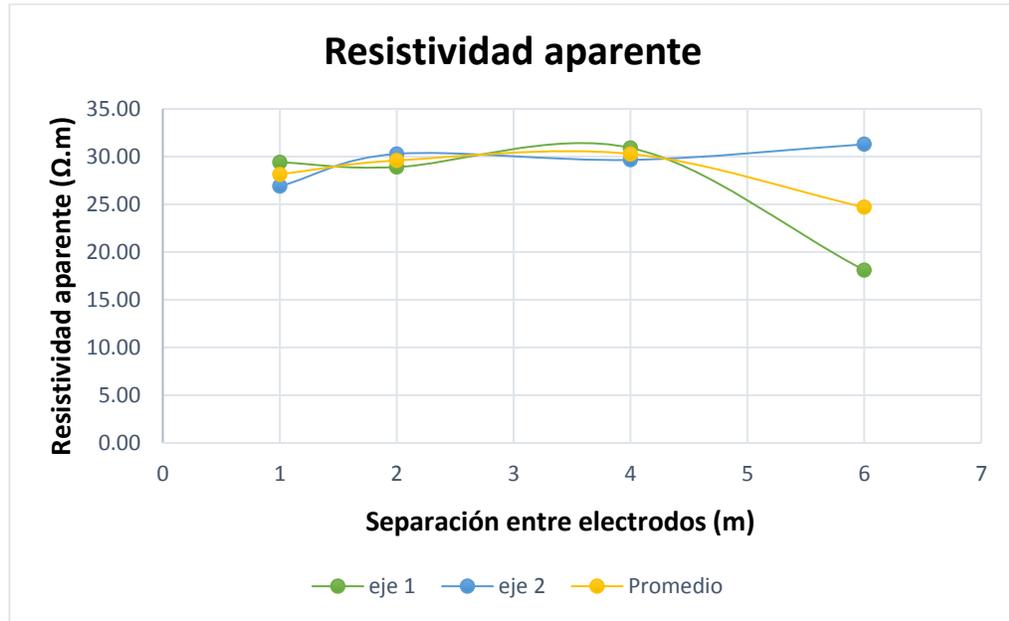
**Tabla 17. Valores de resistividad aparente. Terreno 1**

Resistividad aparente calculada con método de Wenner.					
Eje de Medida	Distancia de las Medidas (m)				
		1	2	4	6
<b>Eje 1</b>	Resistividad ( $\Omega.m$ )	29.41	28.90	30.91	18.10
<b>Eje 2</b>	Resistividad ( $\Omega.m$ )	26.89	30.28	29.66	31.29
<b>Promedio</b>	Resistividad ( $\Omega.m$ )	28.15	29.59	30.28	24.69
<b>Promedio de Resistividades (<math>\Omega.m</math>)</b>		28.18			

Fuente: Elaborado por el autor.

En la gráfica 16, se observa el perfil de resistividad del suelo, para el terreno 1. Teniendo en cuenta las tablas 15 y 16 rango de resistividad y clasificación del suelo respectivamente, se puede clasificar el suelo del terreno 1, como un tipo de suelo clase A – limo con resistividad aparente entre 20 a 100  $\Omega.m$ .

**Gráfica 16. Perfil de resistividad del suelo. Terreno 1.**



Fuente: Elaborado por el autor.

**Tabla 18. Resistividad aparente-Metodología BOX-COX. Terreno 1.**

Resistividad aparente con metodología BOX-COX				
Logaritmo Natural de la resistividad				
Eje de Medida	Distancia de las Medidas (m)			
	1	2	4	6
Eje 1	3.38	3.36	3.43	2.90
Eje 2	3.29	3.41	3.39	3.44
Promedio de Ln	3.33			
Sumatoria de $(X_i-x)^2$	0.23			
Desviación estándar	0.17			
Distribución normal 70%	0.52			
Probabilidad del 70%	30.39			

Fuente: Elaborado por el autor.

### 6.2.3.2. Modelamiento de resistividad aparente del terreno 2.

**Tabla 19. Valores de Resistividad aparente. Terreno 2.**

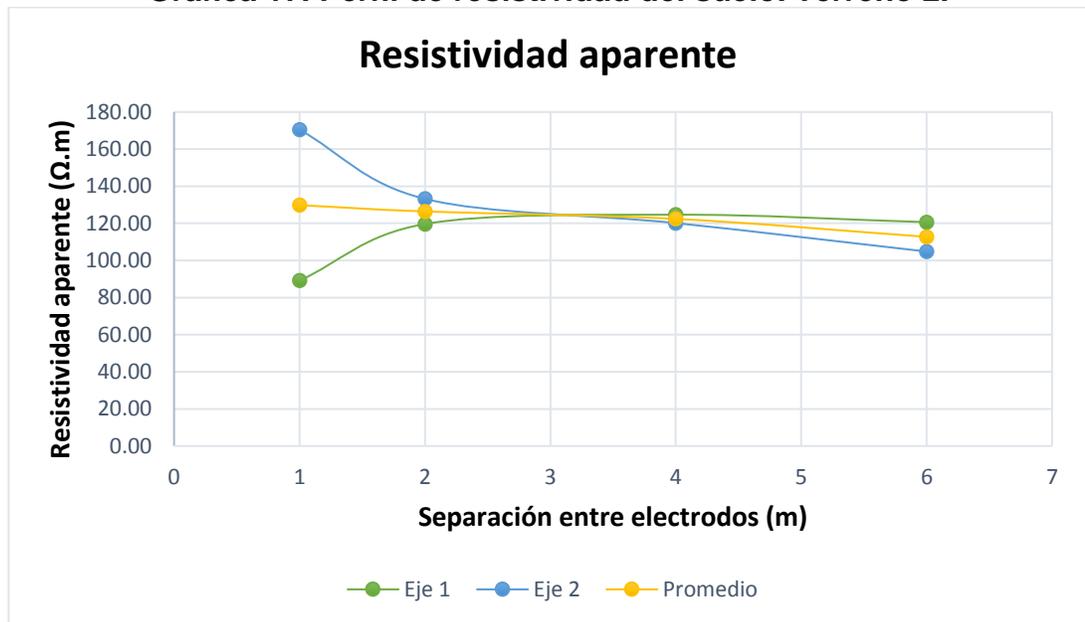
Resistividad aparente calculada con método de Wenner.					
Eje de Medida	Distancia de las Medidas (m)				
		1	2	4	6
Eje 1	Resistividad ( $\Omega.m$ )	89.16	119.63	124.66	120.64
Eje 2	Resistividad ( $\Omega.m$ )	170.46	133.20	120.13	104.80
Promedio	Resistividad ( $\Omega.m$ )	129.81	126.42	122.40	112.72
<b>Promedio de Resistividades (<math>\Omega.m</math>)</b>		122.84			

Fuente: Elaborado por el autor.

En la gráfica 17, se observa el perfil de resistividad del suelo, para el terreno 2, en la cual se identifica un rango de resistividad de entre 80 a 170  $\Omega.m$ .

Teniendo en cuenta las tablas 15 y 16 rango de resistividad y clasificación del suelo respectivamente, se puede clasificar el suelo del terreno 2, como un tipo de suelo clase A – Arcillas con resistividad aparente entre 80 a 330  $\Omega.m$ .

**Gráfica 17. Perfil de resistividad del suelo. Terreno 2.**



Fuente: Elaborado por el autor.

**Tabla 20. Resistividad aparente-Metodología BOX-COX. Terreno 2.**

Resistividad aparente con metodología BOX-COX				
Logaritmo Natural de la resistividad				
Eje de Medida	Distancia de las Medidas (m)			
	1	2	4	6
Eje 1	4.49	4.78	4.83	4.79
Eje 2	5.14	4.89	4.79	4.65
Promedio de Ln	4.80			
Sumatoria de $(X_i-x)^2$	0.24			
Desviación estándar	0.17			
Distribución normal 70%	0.52			
Probabilidad del 70%	132.51			

Fuente: Elaborado por el autor.

### 6.2.3.3. Modelamiento de resistividad aparente del terreno 3.

**Tabla 21. Valores de resistividad aparente. Terreno 3**

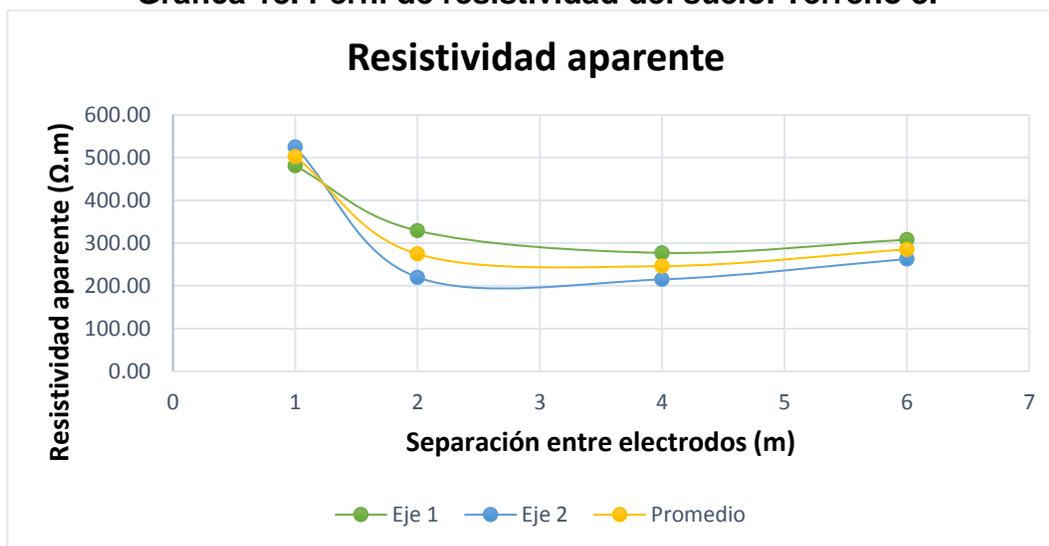
Resistividad aparente calculada con método de Wenner.					
Eje de Medida		Distancia de las Medidas (m)			
		1	2	4	6
Eje 1	Resistividad ( $\Omega.m$ )	480.66	329.11	277.21	308.00
Eje 2	Resistividad ( $\Omega.m$ )	524.65	219.91	215.14	262.76
Promedio	Resistividad ( $\Omega.m$ )	502.65	274.51	246.18	285.38
<b>Promedio de Resistividades (<math>\Omega.m</math>)</b>		327.18			

Fuente: Elaborado por el autor.

En la gráfica 18, se observa el perfil de resistividad del suelo, para el terreno 3, en la cual se identifica un rango de resistividad de entre 200 a 600  $\Omega.m$ .

Teniendo en cuenta las tablas 15 y 16 rango de resistividad y clasificación del suelo respectivamente, se puede clasificar el suelo del terreno 3, como un tipo de suelo clase B1 – Tierra de jardín con resistividad aparente entre 140 a 480  $\Omega.m$ . y/o Caliza fisurada, con resistividad aparente entre 500 a 1000  $\Omega.m$ .

**Gráfica 18. Perfil de resistividad del suelo. Terreno 3.**



Fuente: Elaborado por el autor.

**Tabla 22. Resistividad aparente-Metodología BOX-COX. Terreno 3.**

Resistividad aparente con metodología BOX-COX				
Logaritmo Natural de la resistividad				
Eje de Medida	Distancia de las Medidas (m)			
	1	2	4	6
Eje 1	6.18	5.80	5.62	5.73
Eje 2	6.26	5.39	5.37	5.57
Promedio de Ln	5.74			
Sumatoria de $(X_i - \bar{x})^2$	0.76			
Desviación estándar	0.31			
Distribución normal 70%	0.52			
Probabilidad del 70%	366.01			

Fuente: Elaborado por el autor.

#### 6.2.3.4. Modelamiento de resistividad aparente del terreno 4.

**Tabla 23. Valores de resistividad aparente. Terreno 4.**

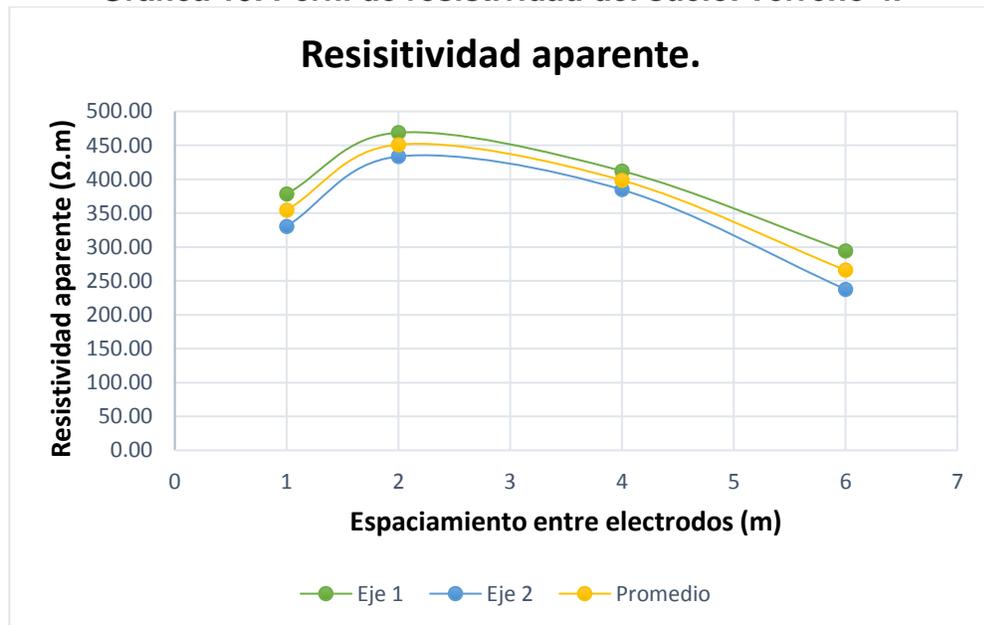
Resistividad aparente calculada con método de Wenner.					
Eje de Medida	Distancia de las Medidas (m)				
		1	2	4	6
Eje 1	Resistividad ( $\Omega.m$ )	378.25	468.73	412.18	294.05
Eje 2	Resistividad ( $\Omega.m$ )	330.50	433.54	384.53	237.50
Primeredio	Resistividad ( $\Omega.m$ )	354.37	451.13	398.35	265.78
<b>Promedio de Resistividades (<math>\Omega.m</math>)</b>		<b>367.41</b>			

Fuente: Elaborado por el autor.

En la gráfica 19, se observa el perfil de resistividad del suelo, para el terreno 4, en la cual se identifica un rango de resistividad de entre 200 a 480  $\Omega.m$ .

Teniendo en cuenta las tablas 15 y 16 rango de resistividad y clasificación del suelo respectivamente, se puede clasificar el suelo del terreno 4, como un tipo de suelo clase B1 – Tierra de jardín con resistividad aparente entre 140 a 480  $\Omega.m$ .

**Gráfica 19. Perfil de resistividad del suelo. Terreno 4.**



Fuente: Elaborado por el autor.

**Tabla 24. Resistividad aparente-Metodología BOX-COX. Terreno 4.**

Resistividad aparente con metodología BOX-COX				
Logaritmo Natural de la resistividad				
Eje de Medida	Distancia de las Medidas (m)			
	1	2	4	6
Eje 1	5.94	6.15	6.02	5.68
Eje 2	5.80	6.07	5.95	5.47
Promedio de Ln	5.89			
Sumatoria de $(X_i-x)^2$	0.35			
Desviación estándar	0.21			
Distribución normal 70%	0.52			
Probabilidad del 70%	401.61			

Fuente: Elaborado por el autor.

#### 6.2.3.5. Modelamiento de resistividad aparente del terreno 5.

**Tabla 25. Valores de resistividad aparente. Terreno 5.**

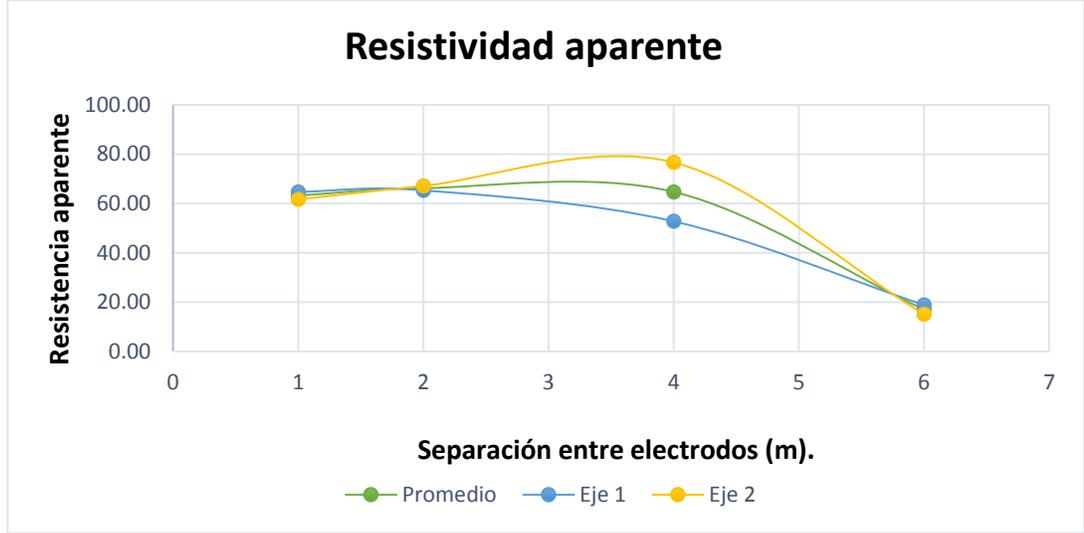
Resistividad aparente calculada con método de Wenner.					
Eje de Medida		Distancia de las Medidas (m)			
		1	2	4	6
Eje 1	Resistividad ( $\Omega.m$ )	64.72	65.35	52.78	18.85
Eje 2	Resistividad ( $\Omega.m$ )	61.70	67.10	76.65	15.08
Promedio	Resistividad ( $\Omega.m$ )	63.21	66.22	64.72	16.96
Promedio de Resistividades ( $\Omega.m$ )		52.78			

Fuente: Elaborado por el autor.

En la gráfica 20, se observa el perfil de resistividad del suelo, para el terreno 5, en la cual se identifica un rango de resistividad de entre 10 a 80  $\Omega.m$ .

Teniendo en cuenta las tablas 15 y 16 rango de resistividad y clasificación del suelo respectivamente, se puede clasificar el suelo del terreno 4, como un tipo de suelo clase A - Limo con resistividad aparente entre 20 a 100  $\Omega.m$ .

**Gráfica 20. Perfil de resistividad del suelo. Terreno 5.**



Fuente: Elaborado por el autor.

**Tabla 26. Resistividad aparente- Metodología BOX-COX. Terreno 5.**

Resistividad aparente con metodología BOX-COX				
Logaritmo Natural de la resistividad				
Eje de Medida	Distancia de las Medidas (m)			
	1	2	4	6
Eje 1	4.17	4.18	3.97	2.94
Eje 2	4.12	4.21	4.34	2.71
Promedio de Ln	3.83			
Sumatoria de $(X_i-x)^2$	2.79			
Desviación estándar	0.59			
Distribución normal 70%	0.52			
Probabilidad del 70%	62.73			

Fuente: Elaborado por el autor.

Para finalizar los resultados de modelamiento de terreno, se realizó el cálculo de resistividad aparente, utilizando el método gráfico de Sunde. Estos cálculos están constatados en el ANEXO A de este documento. Cabe resaltar que para el diseño de puesta a tierra se utilizan los valores de resistividad del modelo de suelo uniforme método de Wenner, ya que luego de realizar el análisis de cada terreno con el método de dos capas este arroja valores negativos en el índice de reflexión

K, el cual representa el cambio abrupto de la resistividad en las proximidades de cada capa del suelo.

$$K = \frac{\rho_2 - \rho_1}{\rho_1 + \rho_2} \quad (6)$$

Donde  $\rho_1$  es la resistividad aparente de la capa superficial en  $\Omega.m$  y  $\rho_2$  es la resistividad aparente de la capa inferior en  $\Omega.m$ .

Este factor k de reflexión varía entre -1 y +1. Un suelo con cambios extremos en la resistividad representa un factor con un valor cercano a la unidad, mientras un factor de cero o cercano a cero es dado por un suelo uniforme [6].

A continuación, se muestra un cuadro resumen con los valores de resistividad aparente obtenidos en los diferentes métodos utilizados para el análisis y obtención del valor de resistividad necesario para el diseño de malla a tierra.

**Tabla 27. Resultados del modelamiento de los terrenos.**

Terreno	Resistividad aparente		
	Modelo de suelo uniforme		Modelo suelo de 2 capas
	Método Wenner ( $\Omega.m$ )	Método BOX-COX ( $\Omega.m$ )	Método gráfico SUNDE ( $\Omega.m$ )
<b>T1</b>	28.18	30.98	27.97
<b>T2</b>	122.84	132.51	124.43
<b>T3</b>	327.18	366.01	258.25
<b>T4</b>	367.41	401.61	358.35
<b>T5</b>	52.78	62.73	65.76

Fuente: CENS. Elaborado por el autor.

## 7. DISEÑO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.

Para el diseño eficiente de un sistema de puesta a tierra, es importante tener el conocimiento de los parámetros, que afectan su rendimiento, tales como el espaciamiento y la disposición de los conductores de malla, el número de varillas de tierra, la ubicación y la longitud entre otros [6].

Un sistema de puesta a tierra normalmente incluye conductores de cobre desnudo que pueden estar enterrados entre 0,3m y 0,5m por debajo del nivel de la superficie. Con un espaciamiento entre 3m a 7m. En las conexiones de cruce, los conductores deben estar unidos fijamente entre sí. En cuanto a las varillas de tierra se pueden colocar en las esquinas de la malla y en los puntos de unión a lo largo del perímetro [6].

Pruebas realizadas por el instituto nacional de ciencia y tecnología (NIST, por sus siglas en inglés) muestran que la resistencia disminuye sólo alrededor del 5% cuando la profundidad de entierro aumenta de 0,5m a 1m, en base a una resistividad uniforme del terreno. Del mismo modo, el efecto del tamaño del conductor es extremadamente pequeño [6].

En el diagrama de bloques mostrado en la figura 19-B (ANEXO B) se ilustran las secuencias de pasos recomendados según el estándar IEEE 80-2013 para el diseño de una malla de tierra, a continuación, se detallan los principales pasos siendo aplicados a uno de los sistemas a proponer.

A continuación, se presenta el diseño del sistema de puesta a tierra, con los pasos o metodología planteada por la norma IEEE 80-2013, Para los puntos seleccionados dentro de la derivación FSW363, de acuerdo con lo expuesto en el capítulo de selección. Se toma el caso en particular del transformador 1T04264 para el cual se detallan los cálculos realizados, en el que se pueda analizar cada paso descrito por la norma para cumplir con los requisitos de tensión de paso y contacto tolerables para el cuerpo humano.

### 7.1. Paso 1: Área de estudio.

En este caso las áreas de estudio están ligadas a las condiciones del ambiente, puesto que la derivación FSW363 y más específicamente los puntos en los que se sitúan los transformadores es una zona selvática, pero además montañosa, sin embargo, en la tabla 28 se da a conocer la resistividad aparente de cada terreno seleccionado para este estudio, cabe resaltar que para el cálculo y selección de la resistividad se utilizó un modelo de suelo uniforme.

**Tabla 28. Valores seleccionados de resistividad aparente de los terrenos.**

Terreno	Observación	Resistividad aparente ( $\Omega.m$ )
T1	1T04248	28.18
T2	1T04268	122.84
T3	1T04264	327.18
T4	1T04263	367.41
T5	1T04234	52.78

Fuente: CENS. Elaborado por el autor.

### 7.2. Paso 2: Selección del conductor.

La elevación de temperatura de corto tiempo en un conductor de tierra, o el tamaño requerido del conductor como una función de la corriente de falla que pasa por el conductor, se encuentra mediante la ecuación (7) [6]:

$$A_{MCM} = I_F \frac{197.4}{\sqrt{\left(\frac{TCAP}{t_c \cdot \alpha_r \cdot \rho_r}\right) * \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}} \quad (7)$$

Donde:

$I_F$  → Corriente asimétrica de falla RMS en kA, se usa la más elevada encontrada.

$A_{MCM}$  → Área del conductor en MCM.

$T_m$  → Máxima temperatura disponible o temperatura de fusión en °C.

$T_a$  → Temperatura ambiente en °C.

$T_r$  → Temperatura de referencia para las constantes del material en °C.

$\alpha_0$  → Coeficiente térmico de resistividad a 0°C en 1/°C.

$\alpha_r$  → Coeficiente térmico de resistividad a la temperatura de referencia  $T_r$  1/°C.

$\rho_r$  → Resistividad del conductor de tierra a la temperatura de referencia  $T_r$   $\mu\Omega\text{-cm}$ .

$K_0$  →  $1/\alpha_0$  o  $[(1/\alpha_0) - T_r]$  en °C.

$T_c$  → Duración de la corriente en seg.

$T_{CAP}$  → Capacidad térmica por unidad de volumen en  $J / (\text{cm}^3 \cdot ^\circ\text{C})$ .

La Tabla x proporciona los datos para las constantes  $\alpha_r$ ,  $k_0$ ,  $T_m$ ,  $\rho_r$ , y  $TCAP$ .

La fórmula simplificada da una aproximación muy buena (8) [6]:

$$A_{MCM} = I_F * K_f * \sqrt{t_C} \quad (8)$$

Donde [6]:

$k_f$  → Constante para el material dado en la Tabla x, usando una  $T_a = 40$  °C. El tamaño del conductor realmente seleccionado es usualmente más grande que el que se basa en la fusión, debido a factores como:

- a) El conductor debe resistir los esfuerzos mecánicos esperados y la corrosión durante la vida útil de la instalación.
- b) El conductor debe tener alta conductancia para prevenir caídas de tensión peligrosas durante una falla.
- c) La necesidad de limitar la temperatura del conductor.
- d) Debe aplicarse un factor de seguridad a la instalación de puesta a tierra y a los demás componentes eléctricos.

Se acostumbra entonces emplear como calibre mínimo el N° 2/0 AWG de cobre de 7 hilos, con el fin de mejorar la rigidez mecánica de la malla y soportar la corrosión.

La Tabla x muestra las dimensiones típicas de los conductores empleados para el sistema de puesta a tierra [6].

### 7.2.1. Selección del conductor para el caso 1 transformador 1T04264.

Para realizar el cálculo del calibre del conductor se tienen como datos las corrientes de cortocircuito que se muestran en la tabla 29. Correspondientes a los nodos eléctricos especificados para cada punto, estas corrientes tienen además asignadas unos tiempos de despeje como se observa en la tabla 30, esta información fue solicitada al CET (Centro de Excelencia Técnica) de CENS y corresponde a nodos eléctricos situados en la derivación FSW363 en un nivel de tensión de 13,2 kV, del circuito PALDONJUANA, alimentado de la subestación de PALERMO.

**Tabla 29. Corrientes de falla de nodos eléctricos indicados para cada terreno.**

CORRIENTES DE FALLA					
TERRENO	ETIQUETA	NODOS ELÉCTRICOS	CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO (kA)		
			I <sub>cc</sub> 3φ	I <sub>cc</sub> 2φ	I <sub>cc</sub> 1φ
1	1T04248	FMVE8226	0.544	0.424	0.418
2	1T04268	FMVE8280	0.46	0.356	0.342
3	1T04264	FMVE8255	0.351	0.269	0.25
4	1T04263	FMVE8256	0.00	0.278	0.26
3	1T04234	FMVE8231	0.505	0.392	0.382

Fuente: CENS. CET (Centro de Excelencia Técnica).

**Tabla 30. Tiempos de despeje de corrientes de falla para cada terreno.**

TIEMPOS DE DESPEJE					
TERRENO	ETIQUETA	NODOS ELÉCTRICOS	TIEMPOS DE DESPEJE DE FALLA (ms)		
			lcc 3φ	lcc 2φ	lcc 1φ
1	1T04248	FMVE8226	60	90	90
2	1T04268	FMVE8280	40	50	50
3	1T04264	FMVE8255	40	50	50
4	1T04263	FMVE8256	NA	50	50
3	1T04234	FMVE8231	60	100	100

Fuente: CENS. CET (Centro de excelencia Técnica).

Para el caso 1 transformador 1T04264 con nodo eléctrico FMVE8255 se tiene que la mayor corriente de falla es,  $I_f = 351A$  con un tiempo de despeje de,  $t_f = 0,04 s$  esta corriente se usa para la determinación del mínimo diámetro de los conductores de puesta a tierra.

Por consiguiente, se realiza la selección del material para la puesta a tierra, esta selección se realiza teniendo en cuenta la tabla 31, la cual muestra las constantes  $K_f$ , tomadas de la tabla 81 presentada en el (Anexo B), para diferentes materiales. Para el caso 1 transformador 1T04264, se selecciona cobre duro cuando se utiliza soldadura exotérmica con una constante,  $K_f = 7,06$ .

**Tabla 31. Constante de material a utilizar.**

Materiales	
Material a Utilizar	Kf: Constante a diferentes temperaturas
Acero 1020	15.95
Acero inoxidable 304	30.05
Alambre de acero recubierto de cobre Conductividad 30%	14.64
Alambre de acero recubierto de cobre Conductividad 40%	10.45
Cobre Blando	7
Cobre Duro cuando se utiliza soldadura exotérmica	7.06
Cobre duro cuando utiliza conexiones mecánicas a presión	11.78
Varilla de acero con baño de cinc	28.96
Varilla de acero galvanizado	14.72
Varilla de acero recubierta de cobre	14.64

Fuente: Macro Excel CENS. Unidad de proyectos.

Luego de tomar como referencia este tipo de material el cálculo del diámetro del conductor nos arroja, un diámetro de referencia de 0,00057, no obstante, se tiene en cuenta la tabla 32, basada en la tabla 82 presentada en el (Anexo B), de la cual se selecciona el conductor 2/0 AWG, con un área nominal de 67,44 (mm<sup>2</sup>), y un diámetro de 0,0093 (m), siendo este conductor el valor más próximo comercialmente al diámetro del conductor calculado.

**Tabla 32. Dimensiones del conductor de puesta a tierra.**

Dimensiones del conductor de puesta a tierra (valores comerciales de referencia)			
kcmil	AWG	Area nominal (mm <sup>2</sup> )	Diametro (m)
350		177.35	0.015
300		152.01	0.0139
250		126.68	0.0127
211.6	4/0	107.22	0.0117
167.8	3/0	85.03	0.0104
133.1	2/0	67.44	0.0093

Fuente: Macro Excel CENS. Unidad de proyectos.

### 7.3. Paso 3: Tensiones de paso y contacto tolerables.

La seguridad de una persona depende de la prevención de cantidades críticas de energía de choque absorbidas por el cuerpo humano, antes de que la falla sea despejada y el sistema desenergizado. Los voltajes máximos tolerables por un cuerpo humano de 50 kg. De peso corporal, durante un circuito accidental no debe exceder los siguientes límites [6]:

-Tensión de paso límite tolerable por un cuerpo de 50 kg. De peso corporal:

$$Ep_{50} = (1000 + 6C_s \rho_s) * \frac{0.116}{\sqrt{t_s}} \quad (9)$$

-Tensión de toque límite tolerable por un cuerpo de 50 kg. De peso corporal:

$$Et_{50} = (1000 + 1.5C_s \rho_s) * \frac{0.116}{\sqrt{t_s}} \quad (10)$$

Donde:

$R_B = 1000 \Omega$  → Resistencia promedio del cuerpo humano.

$I_B = \frac{0.116}{\sqrt{t_s}}$  = Corriente tolerable en función del tiempo por el cuerpo (A).

$T_s$  → Duración del choque (s).

$6C_s \rho_s = 2R_f$  → Resistencia a tierra de los 2 pies separados 1m en serie sobre la capa superficial.

$1,5C_s \rho_s = R_{f/2}$  → Resistencia a tierra de los 2 pies juntos en serie sobre la capa superficial.

$R_B = \rho/4b$  → Resistencia a tierra de un disco metálico de radio b (b = 0.08 m). Sobre la superficie de una malla homogénea de resistividad  $\rho$ .

$C_s$  → Factor de disminución de la capa superficial calculada con la ecuación (11).

$\rho_s$  → Resistividad del material de la capa superficial en  $\Omega$ -m.

$$C_s = 1 - \frac{0.09 \left( 1 - \frac{\rho}{\rho_s} \right)}{2h_s + 0.09} \quad (11)$$

Donde:

$C_s$  → Factor de disminución de la capa superficial.

$\rho$  → Resistividad del terreno ( $\Omega$ -m).

$\rho_s$  → Resistividad de la capa superficial ( $\Omega$ -m).

$h_s$  → Espesor de la capa superficial.

Las tensiones de paso y de toque reales deben ser menores que los respectivos límites máximos permisibles (o tolerables) para obtener seguridad.

### 7.3.1. Tensiones de paso y contacto para el caso 1 transformador 1T04264.

Para el cálculo de las tensiones de paso y contacto tolerables del caso 1 transformador 1T04264, se tienen los siguientes datos:

Según la norma IEEE std 80-2013 determina la importancia de aumentar el límite de la tensión de paso y contacto tolerables, con la distribución de una pequeña capa superficial de grava, que normalmente tiene un espesor entre 0,10 m y 0,15 m. por lo cual para el diseño se selecciona el uso de capa superficial de grava con una resistividad aparente de 3000 ( $\Omega$ -m) y un espesor de 0,10 m, se calcula la disminución de la capa superficial con la ecuación (11)  $C_s = 0,72$ .

Tiempo de despeje de la falla = 0,04 segundos, peso de referencia de una persona = 50 Kg,

Las tensiones de paso y contacto calculadas utilizando las ecuaciones 9 y 10 respectivamente son:

$$E_{Paso\ 50\ Kg} = 8873,52\ v$$

$$E_{Contacto\ 50\ Kg} = 2653,38\ v$$

#### 7.4. Paso 4: Diseño inicial.

A continuación, se muestran en la tabla 33, los valores del diseño inicial propuesto, para el terreno 3, de los cuales sobresalen para el cálculo de resistencia de puesta a tierra los siguientes datos:

$D = 1 \text{ m}$ , Espaciamiento entre conductores.

$N = 4$ , Número de varillas.

$L_c = 220 \text{ m}$ , Longitud total del conductor enterrado y electrodos de puesta a tierra.

$L_t = 229,60 \text{ m}$ , Longitud total.

$h = 0,5 \text{ m}$ , Profundidad de enterramiento de la malla.

$A = 100 \text{ m}^2$ , Área cubierta por la malla.

**Tabla 33. Datos de diseño inicial.**

Item	Id	Unidad	Valor
Profundidad de enterramiento de malla	h	m	0.5
Número de varillas	N	m	4
Longitud de varillas	Lv	m	2.4
Longitud de la malla en el eje X	L1	m	10
Longitud de la malla en el eje Y	L2	m	10
Material a usar	Cobre Duro cuando se utiliza soldadura exotérmica		
Constante del Material	Kf		7.06
Diámetro del Conductor de referencia	Ac	m	0.00057
Diámetro de Conductor Comercial a usar	Dcr	m	0.00930
Espaciamiento entre conductores	D	m	1
Se tiene previsto capa superficial de grava?			Si
Espesor de la capa superficial	hs	m	0.1
Tiempo de despegue de falla	ts	s	0.04
Peso referencia Persona	w	kg	50
Longitud total del conductor enterrado y electrodos de puesta a tierra	Lc	m	220.00
Longitud total	Lt	m	229.60
Área cubierta por la malla	A	m <sup>2</sup>	100.00

Fuente: Macro Excel CENS. Unidad de proyectos.

### 7.5. Paso 5: Evaluación de la elevación máxima de tensión (GPR).

Un buen sistema de puesta a tierra proporciona una resistencia baja a una tierra remota, con el fin de minimizar la elevación del potencial de tierra GPR, dada por [6]:

$$GPR = I_g * R_g \quad (12)$$

La principal función de las puestas a tierra es garantizar la seguridad de las personas. Esta es una consideración muy importante durante el diseño y obliga a que se fije una resistencia objetivo. Por lo tanto, los valores recomendados en la Tabla 1 surgen de la experiencia, sin que necesariamente obedezcan a una norma específica [6].

La resistencia de una malla de puesta a tierra fue formulada por Sverak como:

$$R_g = \rho \left[ \frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left( 1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right] \quad (13)$$

Donde [6]:

$L_T$  → Longitud total de conductores enterrados en (m).

$\rho$  → Resistividad del terreno ( $\Omega$ -m).

$A$  → Área ocupada por la malla de tierra (m<sup>2</sup>).

$H$  → Profundidad de la malla en m.

#### 7.5.1. Cálculo de la resistencia de puesta a tierra para el caso 1 transformador 1T04264.

Para el cálculo de la resistencia de malla a tierra se utiliza la ecuación (13), resistencia de puesta a tierra formulada por Sverak, para esto se tiene o se calculó previamente un valor de  $L_t = 229,60$  m, un área de  $A = 100$  m y una profundidad

de 0,5 m. además se tiene en cuenta la resistividad aparente de  $\rho = 327,18$  ( $\Omega$ -m), determinada anteriormente en el análisis del terreno.

$$L_t = L_c + N * L_v \quad (14)$$

$L_c = 220$  m, Longitud total del conductor enterrado y electrodos de puesta a tierra.

$N = 4$ , número de varillas de la malla.

$L_v = 2,4$  m, Longitud de las varillas.

El valor de resistencia de puesta a tierra calculada es:  $R_g = 14,72 \Omega$ .

### 7.5.2. Corriente de la malla IG para el caso 1 transformador 1T04264.

La corriente que soportara el sistema de puesta a tierra para el caso 1 transformador 1T04264, está determinada por la misma corriente de falla, que se presenta en la tabla 34,  $I_{cc\ 3\phi} = 0,351$  kA , la cual tiene un tiempo de despeje de  $t_s = 0,04$  s.

**Tabla 34. Corriente que soportara la malla.**

COORDENADAS		Etiqueta	Nodo eléctrico	Corrientes de cortocircuito (kA)			Tiempos de despeje de falla (s)		
X	Y			I <sub>cc 3φ</sub>	I <sub>cc 2φ</sub>	I <sub>cc 1φ</sub>	t <sub>s 3φ</sub>	t <sub>s 2φ</sub>	t <sub>s 1φ</sub>
1161860	1352805	1T04264	FMVE8255	0.351	0.269	0.25	0.04	0.05	0.05

Fuente: CENS. Elaborado por el autor.

### 7.5.3. Elevación máxima de tensión para malla en el caso 1 transformador 1T04264.

El cálculo de la elevación máxima de tensión para malla propuesta es:

$$I_F = I_G = I_{eMag} = 0,351 \text{ kA} \quad (15)$$

$$R_g = 14,72 \Omega.$$

$$Gpr = Rg * IeMag * 1000 \text{ (16)}$$

$$Gpr = 5166,73 \text{ v.}$$

En la tabla 35, se muestra el valor de la resistencia de puesta a tierra y la elevación máxima de tensión para malla calculada a través de la macro Excel suministrada por la unidad de proyectos, en esta también se plantea el punto de análisis 1: si  $(Ecl - Gpr) > 0$  entonces se acepta la malla.

$$E_{Contacto\ 50\ Kg} = 2653,38 \text{ v}$$

$$Gpr = 5166,73 \text{ v.}$$

Para este primer análisis la malla no es aceptada ya que se presenta que  $(Gpr > Ecl)$  por lo cual no se cumple el primer criterio de análisis, por lo cual se procede a calcular la tensión de malla y la tensión real de paso.

**Tabla 35. Evaluación de elevación máxima de tensión para malla.**

Longitud total del conductor enterrado y electrodos de puesta a tierra	Lc	m	220.00
Longitud total	Lt	m	229.60
Area cubierta por la malla	A	m <sup>2</sup>	100.00
Resistencia de puesta a tierra para mallas cuadradas rectangulares (Resistencia de Sverak)	Rg	Ω	14.72
Cálculo de la elevación máxima de tensión para malla propuesta	Gpr	V	5,166.73
<b>Punto de analisis 1: Si <math>(Ecl-Gpr)&gt;0</math>, Se acepta Malla</b>			

Fuente: Fuente: Macro Excel CENS. Unidad de proyectos.

## 7.6. Paso 6: Tensiones de malla y paso.

El valor de la tensión real de la malla se obtiene mediante la expresión (17) [6]:

$$E_m = \frac{\rho \cdot I_G \cdot K_m \cdot K_i}{L_M} \quad (17)$$

El valor de tensión real de paso se calcula mediante la expresión (18) [6]:

$$E_p = \frac{\rho \cdot I_G \cdot K_S \cdot K_i}{L_S} \quad (18)$$

A continuación, se muestran en la tabla 36, los valores necesarios para el cálculo de la tensión de malla y de paso reales. A través de esta macro en Excel se calculan cada una de las variables necesarias en las ecuaciones 19 y 20 para las tensiones de malla y paso respectivamente. Estas representan el mismo valor que las expresiones 17 y 18, solo que en estas se especifican cada uno de los valores de acuerdo a su nombramiento en la tabla 36.

Ecuación utilizada en la plantilla Excel para el cálculo de la tensión de malla real, del diseño terreno 3, transformador 1T04264.

$$V_{malla} = \frac{\rho * IeMag * 1000 * Km * Ki}{Lc + \left[ 1,55 + 1,22 * \left( \frac{Lv}{\sqrt{L1^2 + L2^2}} \right) \right] * N * Lv} \quad (19)$$

La tensión de malla real calculada para este diseño es:

$$V_{malla} = 383,17 \text{ v}$$

Ecuación utilizada en la plantilla Excel para el cálculo de la tensión de paso real, del diseño terreno 3, transformador 1T04264.

$$V_{paso} = \frac{\rho * IeMag * 1000 * Ks * Ki}{0,75 * Lc + 0,85 * N * Lv}$$

(20)

La tensión de paso real calculada para este diseño es:

$$V_{paso} = 1278,08 \text{ v}$$

**Tabla 36. Cálculo de las tensiones de malla y de paso reales.**

Lp	m	40,00	$Lp = (L1 + L2) * 2$
na		11,00	$na = \frac{2 * Lc}{Lp}$
nb		1,00	$nb = \sqrt{\frac{Lp}{4 * \sqrt{A}}}$
nc		1,00	$nc = \left(\frac{L1 * L2}{A}\right)^{\frac{0,7 * A}{L1 * L2}}$
nd		11,00	$nd = na * nb * nc$
Kh		1,22	$Kh = \sqrt{1 + h}$
Ki		2,27	$Ki = 0.644 + 0.148 * nd$
Kii		0,57	$Kii = \frac{1}{(2 * nd)^{\frac{2}{nd}}}$
Km		(0,35)	$Km = \frac{1}{2\pi} * \left[ \ln \left[ \frac{D^2}{16 * h * dc} + \frac{(D+2*h)^2}{8 * D * dc} - \frac{h}{4 * dc} \right] + \frac{kii}{kh} * \ln \left[ \frac{8}{\pi * (2 * nd - 1)} \right] \right]$
Vmalla	v	(383,17)	
Cumple criterio Tensión Malla			
<b>Resultado C2</b>		Si Parcial	
Ks		0,85	$Ks = \frac{1}{\pi} * \left[ \frac{1}{2 * h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{D} * (1 - 0,5^{nd-2}) \right]$
Vpaso	v	1.278,08	
Cumple criterio Tensión de paso			
<b>Resultado C3</b>		Si	

Fuente: Macro Excel CENS. Unidad de proyectos.

### 7.7. Paso 7: Evaluación de los criterios de tensión de paso y contacto.

En este paso se evalúan los criterios de aceptación de la malla en primer lugar se evalúa que la tensión de malla real debe ser menor que la tensión de contacto calculada en el paso 3 ( $V_{malla} < E_{cl}$ ).

$$E_{MALLA} = 383,17 \text{ v} < E_{Contacto 50 Kg} = 2653,38 \text{ v}$$

Se cumple el criterio de tensión de malla para el diseño del terreno 3 transformador 1T04264.

En segundo lugar, se evalúa que la tensión de paso real debe ser menor que la tensión de paso tolerable para el diseño ( $V_{paso} < E_{pl}$ ).

$$V_{PASO} = 1278,08 \text{ v} < E_{Paso 50 Kg} = 8873,52 \text{ v}$$

Se cumple el criterio de tensión de paso para el diseño del terreno 3 transformador 1T04264.

Teniendo en cuenta la figura x del anexo B. Diagrama de bloques del procedimiento del diseño según el estándar IEEE 80-2013, luego de evaluar los criterios de tensión de paso y contacto si estos se cumplen, se procede a revisar detalles del diseño. Por consiguiente, para este caso del diseño del terreno 3 transformador 1T04264, con el fin de dar cumplimiento al criterio presentado en el paso 5, evaluación de la tensión máxima de tensión. Se procede a realizar un tratamiento del suelo con el fin de disminuir la resistencia de puesta a tierra del sistema y obtener un  $G_{pr}$  necesario para cumplir el criterio de aceptación de malla,  $(E_{cl} - G_{pr}) > 0$ .

## **7.8. Paso 8: Tratamiento del suelo para obtener resistividad más baja.**

Con frecuencia, es imposible obtener la reducción deseada de resistencia de tierra agregando más conductores o más varillas de tierra a la malla. Una solución alternativa es incrementar de manera efectiva el diámetro de los electrodos, modificando el suelo alrededor del electrodo. Los métodos más conocidos son los siguientes [6]:

- a) El uso de bentonita, una arcilla natural que contiene montmorillonita, que se formó por acción volcánica hace mucho tiempo, y es un elemento no corrosivo, estable y tiene una resistividad de  $2.5 \Omega\text{-m}$  al 300% de humedad. Es de naturaleza higroscópica.
- b) El uso de sales como cloruro de sodio, magnesio y sulfatos de cobre, o cloruro de calcio, para incrementar la conductividad del suelo alrededor del electrodo. Pero estas sales emigran a otras áreas.
- c) El uso de electrodos de tipo químico que constan de un tubo de cobre relleno de una sal. Los agujeros en el tubo permiten la entrada de humedad, disolver las sales y permitir que la solución de sal se filtre en la tierra.
- d) Materiales artificiales de tierra, de baja resistividad colocados alrededor de las varillas y de los conductores en la zanja. En Colombia se conocen como Hidrosolta y Favigel.
- e) Electrodos revestidos de concreto, donde el concreto por ser un material higroscópico y que atrae la humedad, al ser enterrado en el suelo se comporta como un semiconductor mediano con resistividades de 30 a  $90 \Omega\text{-m}$ , pero facilita la corrosión.

### **7.8.1. Tratamiento del suelo del terreno 3 - transformador 1T04264.**

Para el diseño del terreno 3, se plantea el uso de suelo artificial FAVIGEL con el fin de disminuir la resistividad del suelo y mejorar las condiciones de resistencia de

puesta a tierra del sistema. A continuación, se resumen las características del suelo artificial desarrollado en Colombia.

#### **7.8.1.1. Suelo artificial FAVIGEL.**

Es un suelo artificial compuesto, que se desarrolló dentro de un amplio plan de investigación interdisciplinaria, como respuesta a la necesidad imperiosa de obtener un agente que redujera en forma efectiva y permanente las resistencias de las puestas a tierra. Permite un tratamiento fisicoquímico al terreno circundante al electrodo que le garantiza un aumento considerable a su conductividad [7].

#### **Ventajas [7]:**

- Por generar un proceso fisicoquímico y no solamente químico, presenta una estabilidad superior a otros tratamientos.
- Las exigencias de excavación son mucho menores que con otros métodos.
- No ofrece peligro para quienes lo manipulan o para personas y animales que pueden entrar en contacto con Favigel.
- Ha demostrado mayor efectividad en la reducción de la resistencia de puestas a tierra comparados con productos similares.
- Favigel se puede aplicar a cualquier tipo de terreno, en cualquier clima, a cualquier tipo de puesta a tierra y en todo tipo de excavación, siempre y cuando los materiales sean de buena calidad.

#### **7.8.1.2. Características del Suelo artificial FAVIGEL.**

En la tabla 37, se muestran las principales características a tener en cuenta para el uso del suelo artificial FAVIGEL, con el fin de mejorar la resistividad del terreno y disminuir la resistencia de puesta a tierra del diseño planteado.

**Tabla 37. Cuadro resumen de características de suelo artificial FAVIGEL.**

<b>MEJORAMIENTO CON SUELO ARTIFICIAL FAVIGEL.</b>
Una vez humedecido Mantiene su resistividad inferior a 0.5 ( $\Omega$ .m) lo que se traduce en mejoras de la resistencia de puesta a tierra superiores al 90%.
<b>Características:</b>
<b>Densidad:</b> 0,91 gr/cm(3)
<b>Anticorrosivo:</b> Su pH entre 7 y 7,5 garantiza mínima corrosión en los electrodos.
<b>Retención de humedad:</b> Por su capacidad de adsorción y absorción de agua es un excelente material hidrocópico, ya que su humedad relativa es menor al 8%.
<b>Límite líquido:</b> 78,7%, <b>Límite plástico:</b> 56%.
<b>Calor específico:</b> 1,02096 J/g °C
<b>Alta temperatura de fusión:</b> Debido a las altas temperaturas presentes en caso de una falla, muchos suelos naturales se cristalizan a 200 ó 300 °C. Favigel presenta una temperatura de fusión mayor de 1200°C que

Fuente: Información [7]. Elaborado por el autor.

### **7.8.1.3. Memorias de cálculo terreno 3 - 1T04264 con Suelo artificial FAVIGEL.**

En la tabla 38, se presentan los datos de entrada para el diseño de malla a tierra para el terreno 3, esto con el uso de suelo artificial Favigel. Para este diseño se redujo la longitud de los ejes de la malla de 10m a 2m por cada lado, de igual forma se tiene un espaciamiento entre conductores de 1 m, un numero de 4 varillas, etc. El uso del suelo artificia Favigel permitió disminuir el área de la malla comparado con el diseño inicial.

**Tabla 38. Datos de entrada diseño terreno 3 – 1T04264.**

Item	Id	Unidad	Valor
Profundidad de enterramiento de malla	h	m	0,5
Número de varillas	N		4
Longitud de varillas	Lv	m	2,4
Longitud de la malla en el eje X	L1	m	2
Longitud de la malla en el eje Y	L2	m	2
Material a usar	Cobre Duro cuando se utiliza soldadura exotérmica		
Constante del Material	Kf		7,06
Diámetro del Conductor de referencia	Ac	m	0,00057
Diámetro de Conductor Comercial a usar	Dcr	m	0,00930
Espaciamiento entre conductores	D	m	1
Se tiene previsto capa superficial de grava?			Si
Espesor de la capa superficial	hs	m	0,15
Tiempo de despegue de falla	ts	s	0,04
Peso referencia Persona	w	kg	50

Fuente: Macro Excel CENS. Unidad de proyectos.

En la tabla 39, se muestran los valores de tensión de paso y contacto tolerables calculados para el diseño de la malla terreno 3.

**Tabla 39. Tensiones de paso y contacto tolerables.**

Corriente que soportará el sistema de puesta a tierra	IeMag	kA	0,35
Resistividad aparente del suelo	$\rho$	$\Omega\text{-m}$	327,18
Resistividad aparente de la capa superficial	$\rho_s$	$\Omega\text{-m}$	3.000,00
Coefficiente en función del terreno y la capa superficial	Cs		0,79
Tensión de contacto tolerable	Ecl	V	2.653,38
Tensión de paso Tolerable	Epl	V	8.873,52

Fuente: Macro Excel CENS. Unidad de proyectos.

En la tabla 40, se muestran los datos obtenidos para la reducción de la resistencia de puesta a tierra, con mejoramiento de suelo artificial Favigel para calcular esta reducción se utiliza la siguiente ecuación:

$$R_{gm} = [(R_g) - (R_g * 90\%)] \quad (21).$$

Donde:

$R_g$ : es la resistencia de puesta a tierra para mallas cuadradas previa al mejoramiento del terreno.

$R_{gm}$ : Resistencia de puesta a tierra calculada con mejoramiento de suelo artificial Favigel.

El valor de resistencia de puesta a tierra calculado para la malla es de:

$$R_{gm} = 6,90 \, \Omega$$

Además, se presenta el valor de la elevación máxima de tensión para malla calculado, con el mejoramiento de suelo artificial.

$$G_{pr} = 2421,83 \, v$$

La tensión de contacto tolerable calculada es:

$$E_{cl} = 2653,52 \, v$$

Como se muestra en la tabla 40 en este punto se realiza el análisis 1 si  $(E_{cl} - G_{pr}) > 0$  se acepta la malla.

Para este caso el criterio se cumple y por tanto el diseño de la malla propuesta para el terreno 3 es aceptada con las características establecidas.

**Tabla 40. Elevación máxima de tensión para malla GPR.**

Longitud total del conductor enterrado y electrodos de puesta a tierra	Lc	m	12,00
Longitud total	Lt	m	21,60
Area cubierta por la malla	A	m <sup>2</sup>	4,00
Resistencia de puesta a tierra para mallas cuadradas rectangulares (Resistencia de Sverak)	Rg	Ω	69,00
Resistencia de puesta a tierra con mejoramiento de suelo artificial Favigel	Rgm	Ω	6,90
Cálculo de la elevación máxima de tensión para malla propuesta	Gpr	v	2.421,83
<b>Punto de analisis 1: Si (Ecl-Gpr)&gt;0, Se acepta Malla</b>			

Fuente: Macro Excel CENS. Unidad de proyectos.

Para finalizar el diseño del terreno 3, en la tabla 41, se muestran los valores de tensión de malla y tensión de paso reales calculados posteriormente al mejoramiento con suelo artificial, estos valores son:

$$V_{malla} = 1585,92 \text{ v}$$

$$V_{paso} = 2653,52 \text{ v}$$

Las tensiones de paso y contacto tolerables calculadas para el diseño del terreno 3 son:

$$E_{cl} = 2653,52 \text{ v}$$

$$E_{pl} = 8873,52 \text{ v}$$

En este punto se realiza el análisis del criterio 2, ( $V_{malla} < E_{cl}$ ) y del criterio 3 ( $V_{paso} < E_{pl}$ ). Para este caso las tensiones de malla y de paso reales cumplen con cada uno de los criterios por lo tanto la malla es aceptada.

**Tabla 41. Tensiones de malla y paso reales.**

Tensión inducida en la malla de diseño preliminar	Vmalla	v	1.585,92	
$V_{malla} = \frac{\rho * IeMag * 1000 * Km * Ki}{Lc + \left[ 1,55 + 1,22 * \left( \frac{Lv}{\sqrt{L1^2 + L2^2}} \right) \right] * N * Lv}$	Cumple criterio Tensión Malla			
			<b>Resultado C2</b>	Si Parcial
	Ks		0,69	$Ks = \frac{1}{\pi} * \left[ \frac{1}{2 * h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{D} * (1 - 0,5^{nd-2}) \right]$
Tensión de Paso	Vpaso	v	5.021,68	
$V_{paso} = \frac{\rho * IeMag * 1000 * Ks * Ki}{0,75 * Lc + 0,85 * N * Lv}$	Cumple criterio Tensión de paso			
			<b>Resultado C3</b>	Si

Fuente: Macro Excel CENS. Unidad de proyectos.

## 7.9. Memorias de cálculo de diseño de sistema de puesta a tierra para terrenos seleccionados.

Se muestran las memorias de cálculo realizadas, mediante el uso de la plantilla en Excel denominada (Malla a tierra), suministrada por la unidad de proyectos en CENS. Para cada caso o terreno se presentan los datos obtenidos con mejoramiento de suelo artificial Favigel.

### 7.9.1. Diseño terreno 1 - transformador - 1T04248.

En la tabla 42, se muestran los datos de diseño de entrada, para el terreno 1. En este caso como datos relevantes se pueden nombrar la longitud de la malla de 2m tanto en el eje x como en el eje y, una cantidad de 4 varillas a utilizar un espaciamiento entre conductores de 1m, la longitud de las varillas de 2,4m, etc.

**Tabla 42. Datos de entrada diseño terreno 1 - 1T04248.**

Item	Id	Unidad	Valor
Profundidad de enterramiento de malla	h	m	0,5
Número de varillas	N		4
Longitud de varillas	Lv	m	2,4
Longitud de la malla en el eje X	L1	m	2
Longitud de la malla en el eje Y	L2	m	2
Material a usar	Cobre Duro cuando se utiliza soldadura exotérmica		
Constante del Material	Kf		7,06
Diametro del Conductor de referencia	Ac	m	0,00078
Diametro de Conductor Comercial a usar	Dcr	m	0,00930
Espaciamiento entre conductores	D	m	1
Se tiene previsto capa superficial de grava?			Si
Espesor de la capa superficial	hs	m	0,1
Tiempo de despegue de falla	ts	s	0,06
Peso referencia Persona	w	kg	50

Fuente: Macro Excel CENS. Unidad de proyectos.

En la tabla 43, se presentan las tensiones de paso y contacto tolerables calculadas para el diseño del terreno 1.

**Tabla 43. Tensiones de paso y contacto tolerables.**

Corriente que soportará el sistema de puesta a tierra	IeMag	kA	0,54
Resistividad aparente del suelo	$\rho$	$\Omega\text{-m}$	28,18
Resistividad aparente de la capa superficial	$\rho_s$	$\Omega\text{-m}$	3.000,00
Coefficiente en función del terreno y la capa superficial	Cs		0,69
Tensión de contacto tolerable	Ecl	V	1.949,47
Tensión de paso Tolerable	Epl	V	6.377,19

Fuente: Macro Excel CENS. Unidad de proyectos.

En la tabla 44, se presenta el valor de elevación máxima de tensión para malla (Gpr) calculado para el diseño del terreno 1, en este punto se realiza el análisis del primer criterio presentado en la tabla. Para esto se tienen en cuenta los datos presentados a continuación:

$$Ecl = 1949,47 \text{ v}$$

$$Gpr = 323,29 \text{ v}$$

Para este caso el criterio se cumple por tanto el diseño de malla es aceptada.

**Tabla 44. Elevación máxima de tensión para malla GPR.**

Longitud total del conductor enterrado y electrodos de puesta a tierra	Lc	m	12,00
Longitud total	Lt	m	21,60
Area cubierta por la malla	A	m <sup>2</sup>	4,00
Resistencia de puesta a tierra para mallas cuadradas rectangulares (Resistencia de Sverak)	Rg	Ω	5,94
Resistencia de puesta a tierra con mejoramiento de suelo artificial Favigel	Rgm	Ω	0,59
Cálculo de la elevación máxima de tensión para malla propuesta	Gpr	v	323,29
<b>Punto de analisis 1: Si (Ecl-Gpr)&gt;0, Se acepta Malla</b>			

Fuente: Macro Excel CENS. Unidad de proyectos.

Para finalizar el diseño del terreno 1, en la tabla 41, se muestran los valores de tensión de malla y tensión de paso reales calculados, estos valores son:

$$Vmalla = 211,70 \text{ v}$$

$$Vpaso = 670,34 \text{ v}$$

Las tensiones de paso y contacto tolerables calculadas para el diseño del terreno 1 son:

$$Ecl = 1949,47 \text{ v}$$

$$Epl = 6377,19v$$

En este punto se realiza el análisis del criterio 2, ( $V_{malla} < Ecl$ ) y del criterio 3 ( $V_{paso} < Epl$ ). Para este caso las tensiones de malla y de paso reales cumplen con cada uno de los criterios por lo tanto la malla es aceptada.

**Tabla 45. Tensiones de malla y paso reales.**

Tensión inducida en la malla de diseño preliminar	Vmalla	v	211,70	
$V_{malla} = \frac{\rho * IeMag * 1000 * Km * Ki}{Lc + \left[ 1,55 + 1,22 * \left( \frac{Lv}{\sqrt{L1^2 + L2^2}} \right) \right] * N * Lv}$	Cumple criterio Tensión Malla			
<b>Resultado C2</b>				Si Parcial
	Ks		0,69	$Ks = \frac{1}{\pi} * \left[ \frac{1}{2 * h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{D} * (1 - 0,5^{nd-2}) \right]$
Tensión de Paso	Vpaso	v	670,34	
$V_{paso} = \frac{\rho * IeMag * 1000 * Ks * Ki}{0,75 * Lc + 0,85 * N * Lv}$	Cumple criterio Tensión de paso			
<b>Resultado C3</b>				Si

Fuente: Macro Excel CENS. Unidad de proyectos.

### 7.9.2. Diseño terreno 2 - transformador 1T04268.

En la tabla 46, se muestran los datos de diseño de entrada, para el terreno 2. En este caso como datos relevantes se pueden nombrar la longitud de la malla de 2m tanto en el eje x como en el eje y, una cantidad de 4 varillas a utilizar un espaciamiento entre conductores de 1m, la longitud de las varillas de 2,4m, etc.

**Tabla 46. Datos de entrada diseño terreno 2 – 1T04268.**

Item	Id	Unidad	Valor
Profundidad de enterramiento de malla	h	m	0,5
Número de varillas	N		4
Longitud de varillas	Lv	m	2,4
Longitud de la malla en el eje X	L1	m	2
Longitud de la malla en el eje Y	L2	m	2
Material a usar	Cobre Duro cuando se utiliza soldadura exotérmica		
Constante del Material	Kf		7,06
Diametro del Conductor de referencia	Ac	m	0,00065
Diametro de Conductor Comercial a usar	Dcr	m	0,00930
Espaciamiento entre conductores	D	m	1
Se tiene previsto capa superficial de grava?			Si
Espesor de la capa superficial	hs	m	0,1
Tiempo de despegue de falla	ts	s	0,04
Peso referencia Persona	w	kg	50

Fuente: Macro Excel CENS. Unidad de proyectos.

En la tabla 47, se presentan las tensiones de paso y contacto tolerables calculadas para el diseño del terreno 2.

**Tabla 47. Tensiones de paso y contacto tolerables.**

Corriente que soportará el sistema de puesta a tierra	IeMag	kA	0,46
Resistividad aparente del suelo	$\rho$	$\Omega$ -m	122,84
Resistividad aparente de la capa superficial	$\rho_s$	$\Omega$ -m	3.000,00
Coeficiente en función del terreno y la capa superficial	Cs		0,70
Tensión de contacto tolerable	Ecl	V	2.413,17
Tensión de paso Tolerable	Epl	V	7.912,66

Fuente: Macro Excel CENS. Unidad de proyectos.

En la tabla 48, se presenta el valor de elevación máxima de tensión para malla (Gpr) calculado para el diseño del terreno 2, en este punto se realiza el análisis del primer criterio presentado en la tabla. Para esto se tienen en cuenta los datos presentados a continuación:

$$Ecl = 2413,17 \text{ v}$$

$$Gpr = 1191,61 \text{ v}$$

Para este caso el criterio se cumple por tanto el diseño de malla es aceptada.

**Tabla 48. Elevación máxima de tensión para malla GPR.**

Longitud total del conductor enterrado y electrodos de puesta a tierra	Lc	m	12,00
Longitud total	Lt	m	21,60
Area cubierta por la malla	A	m <sup>2</sup>	4,00
Resistencia de puesta a tierra para mallas cuadradas rectangulares (Resistencia de Sverak)	Rg	Ω	25,90
Resistencia de puesta a tierra con mejoramiento de suelo artificial Favigel	Rgm	Ω	2,59
Cálculo de la elevación máxima de tensión para malla propuesta	Gpr	v	1.191,61

Fuente: Macro Excel CENS. Unidad de proyectos.

Para finalizar el diseño del terreno 2, en la tabla 49, se muestran los valores de tensión de malla y tensión de paso reales calculados, estos valores son:

$$Vmalla = 780,32 \text{ v}$$

$$Vpaso = 2470,80 \text{ v}$$

Las tensiones de paso y contacto tolerables calculadas para el diseño del terreno 2 son:

$$Ecl = 2413,17 \text{ v}$$

$$Epl = 7912,66 v$$

En este punto se realiza el análisis del criterio 2, ( $V_{malla} < E_{cl}$ ) y del criterio 3 ( $V_{paso} < E_{pl}$ ). Para este caso las tensiones de malla y de paso reales cumplen con cada uno de los criterios por lo tanto la malla es aceptada.

**Tabla 49. Tensiones de malla y de paso reales.**

Tensión inducida en la malla de diseño preliminar	Vmalla	v	780,32	
$V_{malla} = \frac{\rho * IeMag * 1000 * Km * Ki}{Lc + \left[ 1,55 + 1,22 * \left( \frac{Lv}{\sqrt{L1^2 + L2^2}} \right) \right] * N * Lv}$	Cumple criterio Tensión Malla			
<b>Resultado C2</b>				Si Parcial
	Ks		0,69	$Ks = \frac{1}{\pi} * \left[ \frac{1}{2 * h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{D} * (1 - 0,5^{nd-2}) \right]$
Tensión de Paso	Vpaso	v	2.470,80	
$V_{paso} = \frac{\rho * IeMag * 1000 * Ks * Ki}{0,75 * Lc + 0,85 * N * Lv}$	Cumple criterio Tensión de paso			
<b>Resultado C3</b>				Si

Fuente: Macro Excel CENS. Unidad de proyectos.

### 7.9.3. Diseño terreno 4 - transformador 1T04263.

En la tabla 50, se muestran los datos de diseño de entrada, para el terreno 4. En este caso como datos relevantes se pueden nombrar la longitud de la malla de 4m tanto en el eje x como en el eje y, una cantidad de 4 varillas a utilizar un espaciamiento entre conductores de 1m, la longitud de las varillas de 2,4m, etc.

**Tabla 50. Datos de entrada diseño terreno 4 – 1T04263.**

Item	Id	Unidad	Valor
Profundidad de enterramiento de malla	h	m	0,5
Número de varillas	N		4
Longitud de varillas	Lv	m	2,4
Longitud de la malla en el eje X	L1	m	4
Longitud de la malla en el eje Y	L2	m	4
Material a usar	Cobre Duro cuando se utiliza soldadura exotérmica		
Constante del Material	Kf		7,06
Diametro del Conductor de referencia	Ac	m	0,00053
Diametro de Conductor Comercial a usar	Dcr	m	0,00930
Espaciamiento entre conductores	D	m	1
Se tiene previsto capa superficial de grava?			Si
Espesor de la capa superficial	hs	m	0,15
Tiempo de despegue de falla	ts	s	0,05
Peso referencia Persona	w	kg	50

Fuente: Macro Excel CENS. Unidad de proyectos.

En la tabla 51, se presentan las tensiones de paso y contacto tolerables calculadas para el diseño del terreno 4.

**Tabla 51. Tensiones de paso y contacto tolerables.**

Corriente que soportará el sistema de puesta a tierra	IeMag	kA	0,28
Resistividad aparente del suelo	$\rho$	$\Omega\text{-m}$	756,52
Resistividad aparente de la capa superficial	$\rho_s$	$\Omega\text{-m}$	3.000,00
Coeficiente en función del terreno y la capa superficial	Cs		0,83
Tensión de contacto tolerable	Ecl	V	2.450,35
Tensión de paso Tolerable	Epl	V	8.245,11

Fuente: Macro Excel CENS. Unidad de proyectos.

En la tabla 52, se presenta el valor de elevación máxima de tensión para malla (Gpr) calculado para el diseño del terreno 4, en este punto se realiza el análisis del primer criterio presentado en la tabla. Para esto se tienen en cuenta los datos presentados a continuación:

$$Ecl = 2450,35 \text{ v}$$

$$Gpr = 2353,83 \text{ v}$$

Para este caso el criterio se cumple por tanto el diseño de malla es aceptada.

**Tabla 52. Elevación máxima de tensión para malla GPR.**

Longitud total del conductor enterrado y electrodos de puesta a tierra	Lc	m	40,00
Longitud total	Lt	m	49,60
Area cubierta por la malla	A	m <sup>2</sup>	16,00
Resistencia de puesta a tierra para mallas cuadradas rectangulares (Resistencia de Sverak)	Rg	Ω	84,67
Resistencia de puesta a tierra con mejoramiento de suelo artificial Favigel	Rgm	Ω	8,47
Cálculo de la elevación máxima de tensión para malla propuesta	Gpr	v	2.353,83
<b>Punto de analisis 1: Si (Ecl-Gpr)&gt;0, Se acepta Malla</b>			

Fuente: Macro Excel CENS. Unidad de proyectos.

Para finalizar el diseño del terreno 4, en la tabla 53, se muestran los valores de tensión de malla y tensión de paso reales calculados, estos valores son:

$$Vmalla = 1088,37 \text{ v}$$

$$Vpaso = 6171,11 \text{ v}$$

Las tensiones de paso y contacto tolerables calculadas para el diseño del terreno 4 son:

$$Ecl = 2450,35 v$$

$$Epl = 8245,11 v$$

En este punto se realiza el análisis del criterio 2, ( $V_{malla} < Ecl$ ) y del criterio 3 ( $V_{paso} < Epl$ ). Para este caso las tensiones de malla y de paso reales cumplen con cada uno de los criterios por lo tanto la malla es aceptada.

**Tabla 53. Tensiones de malla y de paso reales.**

Tensión inducida en la malla de diseño preliminar	Vmalla	v	1.088,37	
$V_{malla} = \frac{\rho * IeMag * 1000 * Km * Ki}{Lc + \left[ 1,55 + 1,22 * \left( \frac{Lv}{\sqrt{L1^2 + L2^2}} \right) \right] * N * Lv}$	Cumple criterio Tensión Malla			
Resultado C2				Si Parcial
	Ks		0,81	$Ks = \frac{1}{\pi} * \left[ \frac{1}{2 * h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{D} * (1 - 0,5^{nd-2}) \right]$
Tensión de Paso	Vpaso	v	6.171,11	
$V_{paso} = \frac{\rho * IeMag * 1000 * Ks * Ki}{0,75 * Lc + 0,85 * N * Lv}$	Cumple criterio Tensión de paso			
Resultado C3				Si

Fuente: Macro Excel CENS. Unidad de proyectos.

#### 7.9.4. Diseño terreno 5 - transformador 1T04234.

En la tabla 54, se muestran los datos de diseño de entrada, para el terreno 5. En este caso como datos relevantes se pueden nombrar la longitud de la malla de 2m tanto en el eje x como en el eje y, una cantidad de 4 varillas a utilizar un espaciamiento entre conductores de 1m, la longitud de las varillas de 2,4m, etc.

**Tabla 54. Datos de entrada diseño terreno 5 – 1T04234.**

Item	Id	Unidad	Valor
Profundidad de enterramiento de malla	h	m	0,5
Número de varillas	N		4
Longitud de varillas	Lv	m	2,4
Longitud de la malla en el eje X	L1	m	2
Longitud de la malla en el eje Y	L2	m	2
Material a usar	Cobre Duro cuando se utiliza soldadura exotérmica		
Constante del Material	Kf		7,06
Diametro del Conductor de referencia	Ac	m	0,00075
Diametro de Conductor Comercial a usar	Dcr	m	0,00930
Espaciamiento entre conductores	D	m	1
Se tiene previsto capa superficial de grava?			Si
Espesor de la capa superficial	hs	m	0,15
Tiempo de despeje de falla	ts	s	0,06
Peso referencia Persona	w	kg	50

Fuente: Macro Excel CENS. Unidad de proyectos.

En la tabla 55, se presentan las tensiones de paso y contacto tolerables calculadas para el diseño del terreno 5.

**Tabla 55. Tensiones de paso y contacto tolerables.**

Corriente que soportará el sistema de puesta a tierra	IeMag	kA	0,51
Resistividad aparente del suelo	$\rho$	$\Omega\text{-m}$	52,78
Resistividad aparente de la capa superficial	$\rho_s$	$\Omega\text{-m}$	3.000,00
Coefficiente en función del terreno y la capa superficial	Cs		0,77
Tensión de contacto tolerable	Ecl	V	2.121,49
Tensión de paso Tolerable	Epl	V	7.065,27

Fuente: Macro Excel CENS. Unidad de proyectos.

En la tabla 56, se presenta el valor de elevación máxima de tensión para malla (Gpr) calculado para el diseño del terreno 5, en este punto se realiza el análisis del primer criterio presentado en la tabla. Para esto se tienen en cuenta los datos presentados a continuación:

$$Ecl = 2121,49 \text{ v}$$

$$Gpr = 562,08 \text{ v}$$

Para este caso el criterio se cumple por tanto el diseño de malla es aceptada.

**Tabla 56. Elevación máxima de tensión par malla GPR.**

Longitud total del conductor enterrado y electrodos de puesta a tierra	Lc	m	12,00
Longitud total	Lt	m	21,60
Area cubierta por la malla	A	m <sup>2</sup>	4,00
Resistencia de puesta a tierra para mallas cuadradas rectangulares (Resistencia de Sverak)	Rg	Ω	11,13
Resistencia de puesta a tierra con mejoramiento de suelo artificial Favigel	Rgm	Ω	1,11
Cálculo de la elevación máxima de tensión para malla propuesta	Gpr	v	562,08
<b>Punto de analisis 1: Si (Ecl-Gpr)&gt;0, Se acepta Malla</b>			

Fuente: Macro Excel CENS. Unidad de proyectos.

Para finalizar el diseño del terreno 5, en la tabla 57, se muestran los valores de tensión de malla y tensión de paso reales calculados, estos valores son:

$$Vmalla = 368,07 \text{ v}$$

$$Vpaso = 1164,48 \text{ v}$$

Las tensiones de paso y contacto tolerables calculadas para el diseño del terreno 5 son:

$$Ecl = 2121,49 \text{ v}$$

$$Epl = 7065,27 \text{ v}$$

En este punto se realiza el análisis del criterio 2, ( $V_{\text{malla}} < E_{\text{cl}}$ ) y del criterio 3 ( $V_{\text{paso}} < E_{\text{pl}}$ ). Para este caso las tensiones de malla y de paso reales cumplen con cada uno de los criterios por lo tanto la malla es aceptada.

**Tabla 57. Tensiones de malla y de paso reales.**

Tensión inducida en la malla de diseño preliminar	Vmalla	v	368,07	
$V_{\text{malla}} = \frac{\rho * IeMag * 1000 * Km * Ki}{Lc + \left[ 1,55 + 1,22 * \left( \frac{Lv}{\sqrt{L1^2 + L2^2}} \right) \right] * N * Lv}$	Cumple criterio Tensión Malla			
			Resultado C2	Si Parcial
	Ks		0,69	$Ks = \frac{1}{\pi} * \left[ \frac{1}{2 * h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{D} * (1 - 0,5^{nd-2}) \right]$
Tensión de Paso	Vpaso	v	1.165,48	
$V_{\text{paso}} = \frac{\rho * IeMag * 1000 * Ks * Ki}{0,75 * Lc + 0,85 * N * Lv}$	Cumple criterio Tensión de paso			
			Resultado C3	Si

Fuente: Macro Excel CENS. Unidad de proyectos.

## **8. METODOLOGÍA DE SELECCIÓN DE PARARRAYOS PARA LA PROTECCIÓN EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.**

### **8.1. Condiciones generales.**

Los pararrayos comúnmente utilizados son del tipo de resistencia no lineal o pararrayos autovalvular y pararrayos de óxido metálico.

Teniendo en cuenta el criterio de uso diseño y condiciones de instalación planteados en la norma RA7- 108 del grupo EPM, en el que establece que el DPS (Dispositivo de protección contra sobretensiones), se utiliza para la protección de transformadores, en los niveles de tensión de 7,62 kV y 13,2 kV con corriente de descarga de 10 kilo-amperios, y es de tipo de distribución de ciclo de trabajo pesado y que además los DPS seleccionados serán de óxido metálico si gaps, para ser instaladas a la intemperie sobre crucetas de madera, metálicas y concreto, entre otros parámetros expuestos.

Ahora bien, cabe resaltar que el uso de este tipo de pararrayos está sustentado en la norma ANSI/IEEE C 62.22-1997.

Teniendo en cuenta lo anterior se presentan los parámetros de selección de pararrayos de óxido metálico expuestos en la NTC-2878, con el fin de ser utilizada en la selección de DPS en este proyecto.

#### **8.1.1. características nominales para la selección del pararrayos de óxido metálico**

Las siguientes son las características que deben tenerse en cuenta para la selección de este pararrayos:

- a) Tensión continua de operación del pararrayos (VCO)
- b) Máximas tensiones residuales para ondas de descarga de 8 /20  $\mu$ s
- c) Corriente nominal de descarga
- d) Capacidad para soportar la corriente de descarga de onda de 4 /10  $\mu$ s

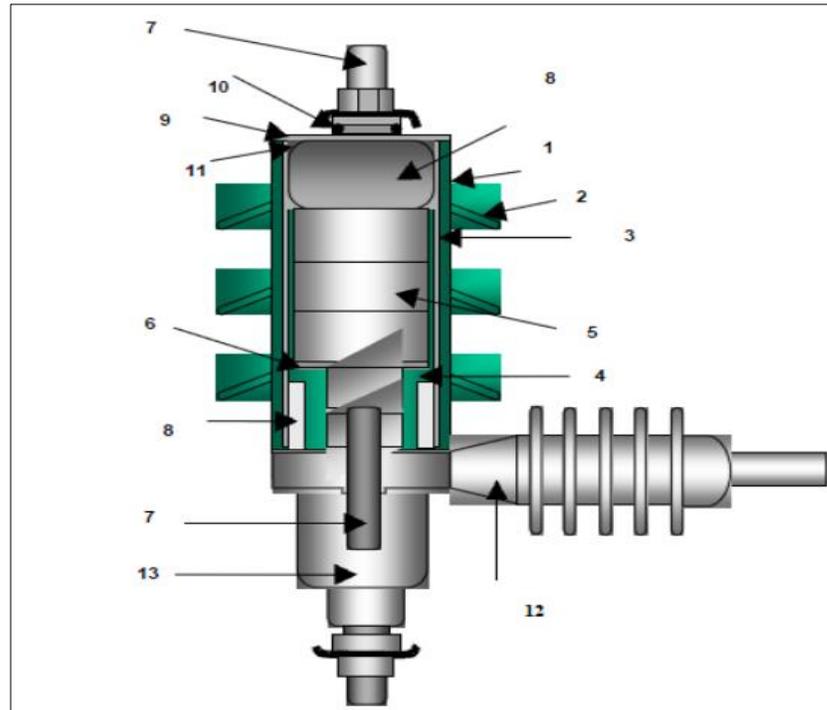
- e) Capacidad de disipación total de energía sin refrigeración
- f) Aislamiento externo de la porcelana
- h) Capacidad de soporte de sobretensiones temporales.

## **8.2. Selección de pararrayos para protección de transformadores identificados en la derivación FSW363.**

En este capítulo se expone la metodología de selección de los pararrayos para la protección de transformadores de distribución, Los pararrayos considerados para este trabajo son los que están constituidos por óxido metálico de zinc (Zno) en la figura 17 se presenta la constitución interna y externa de un pararrayos y de igual manera en la tabla 58, se presentan los nombres de cada elemento numerado.

Algunos fabricantes de estos dispositivos los clasifican según la norma IEC 60099-4 en pararrayos clase 1, clase 2, clase 3, clase 4, y clase 5, para determinar la capacidad de absorción de energía mientras que otros fabricantes realizan la clasificación según la norma ANSI/IEEE C62.22-1997 denominándolos tipo normal duty o heavy duty.

**Figura 17. Constitución del Descargador de Óxido Metálico con recubrimiento sintético.**



Fuente: [10]

**Tabla 58. Elementos constitutivos de un pararrayos de óxido metálico.**

Ítem	Descripción
1	Carcasa del pararrayo en goma siliconada
2	Alaves vulcanizados
3	Tubo en fibra de vidrio
4	Compuesto en resina epóxica
5	Varistores en óxido metálico
6	Presión tapa de contacto
7	Varilla en acero inoxidable
8	Retenedores en aluminio
9	Tapa de sellado superior e inferior
10	Anillo en neopreno
11	RTV aislante para medir la entrada de humedad
12	Soporte aislado para montaje del descargador
13	Desconectador

Fuente: [10]

### 8.2.1. Clasificación de los pararrayos según norma IEC 60099-4

La norma IEC 60099-4 clasifica los pararrayos en cinco clases, que están en función de los siguientes parámetros:

- Clase de descarga de línea (LCD)
- La amplitud de la onda de impulso (1.5 kA, 2.5 kA, 5 kA, 10 kA, 20 kA, - 8/20  $\mu$ s).

Las corrientes nominales de descarga indicadas anteriormente pertenecen a diferentes rangos de tensiones nominales y la clase de descarga (LCD) pertenece a las corrientes de prueba para evaluar la capacidad para evacuar energía los pararrayos de tensión nominal (KJ/KV), en función del  $U_{residual}$  con impulso tipo maniobra y el valor eficaz de la tensión nominal  $U_{nominal}$  del pararrayos [12].

Las clases de descargas a líneas mencionadas en la norma IEC 60099-5 son las que se presentan en la tabla 59.

**Tabla 59. Clases de descarga a tierra según IEC 60099-5**

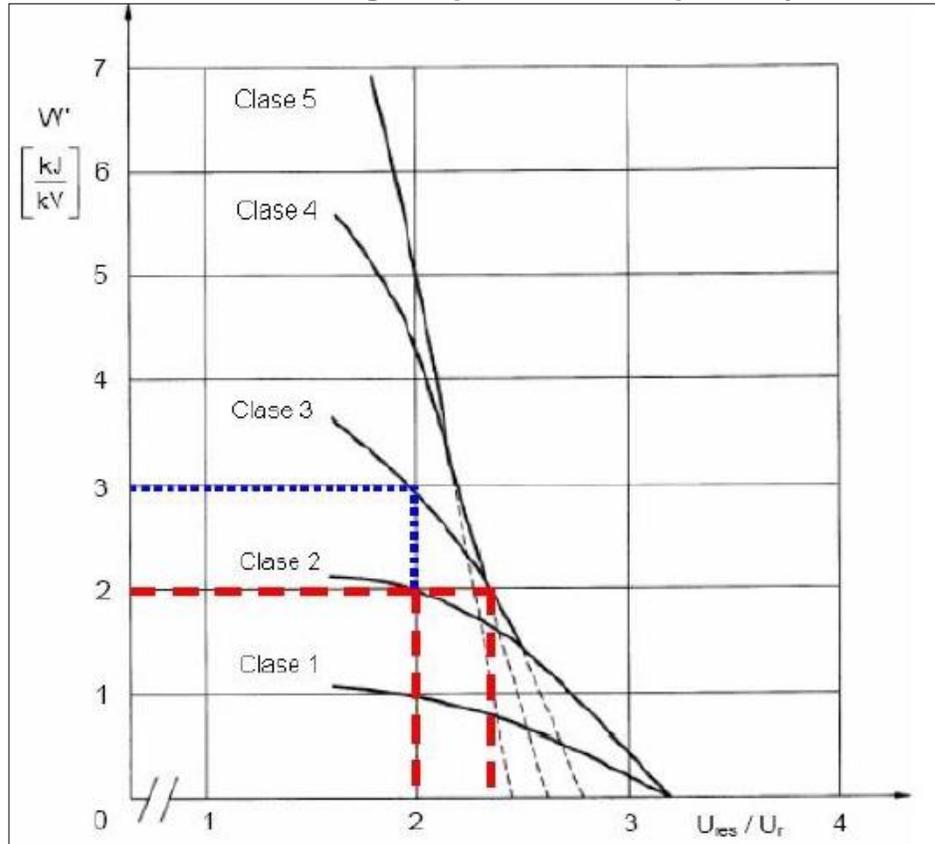
Clases de descarga de líneas	$U_s$ (kV)
1	$\leq 245$
2	$\leq 300$
3	$\leq 420$
4	$\leq 550$
5	$\leq 800$

Fuente: [12]

La norma IEC presenta la gráfica donde muestra la energía transformada dentro del pararrayos en ensayo referido a su voltaje nominal que se produce durante una única descarga de línea, esta energía no es fija ya que depende del nivel de protección del pararrayos, específicamente del voltaje residual ( $U_{residual}$ ) con impulso de maniobra.

Cuando mayor es el voltaje residual, menor energía absorberá el pararrayo durante la descarga de línea, la mencionada relación la encontramos en la gráfica

**Gráfica 21. Energía específica de un pararrayo.**



Fuente: [12]

### 8.2.2. Normal Duty y Heavy Duty según norma ANSI/IEEE C62.22-1997.

Cuando nos referimos al termino normal Duty en pararrayos de distribución, se hace referencia a los pararrayos para servicio normal o uso normal cuando se refiere al termino Heavy Duty, se hace mención de pararrayos que soportan o disipan gran cantidad de energía, la diferencia entre los pararrayos Normal Duty y Heavy Duty radica en la cantidad de energía a ser disipada.

La elección de una determinada clase de pararrayos está sometida al criterio del diseñador del proyecto, es necesario mencionar que los pararrayos clase Heavy Duty, son implementados en redes de distribución donde se presentan altos índices de descargas atmosféricas ( $N_g$ ).

### 8.2.3. Selección del pararrayos.

En el mercado nacional e internacional existen una gran variedad de fabricantes de pararrayos con diferentes modelos y clases según la potencia requerida por la red de distribución, entre las marcas más reconocidas están:

- ABB
- SIEMENS
- COOPER
- OHIO BRASS (Huber Power Systems)

En el presente trabajo se da principal atención a la marca Ohio Brass (Hubell Power System), específicamente los pararrayos para redes de distribución (distribution class PDV), esta marca presenta una nueva implementación en las redes de distribución de CENS, y cuenta con tres clases, Normal Duty, Heavy Duty y Riser pole. Cabe resaltar que el fabricante Ohio Brass (Hubell Power Systems) realiza la clasificación de los pararrayos de distribución con su propia nomenclatura y se presenta a continuación el equivalente en la norma ANSI/IEEE C62.22. En la figura 18, se muestra un pararrayos del tipo distribución del fabricante mencionado.

**figura 18. Pararrayo tipo distribución PDV-100 Optima Arrester (12,7kV MCOV, 7313)**



Fuente: [13]

### 8.2.3.1. Hoja de características del fabricante.

Todo dispositivo mecánico o eléctrico cuentan con un documento donde se indican las principales características, físicas, técnicas y de funcionamiento de estos, este documento se le conoce como “hoja de información del fabricante”.

En la tabla 60 se presentan los valores correspondientes a las pruebas de impulso de corriente de gran amplitud. Impulso de corriente de larga duración y corrientes de descarga realizados a los pararrayos PDV65 y PDV100, las mencionadas pruebas están sujetas a la norma IEEE C62.22.

**Tabla 60. Pruebas de corriente para pararrayo PDV65 Y PDV100.**

<b>Tipo de prueba</b>	<b>PDV100 Optima</b>	<b>PDV65 Optima</b>
Alta corriente, Corta duración.	2 descargas , 100kA	2 descargas , 65kA
Alta corriente, Corta duración.	20 descargas 250 A*200us	20 descargas 75 A*2000us
Ciclo Normal	20-10 kA mas 2 de 40kA	22-5kA

Fuente: [13]

Como se indicó los pararrayos a seleccionar son del tipo Heavy Duty (PDV100 Optima). El fabricante en la hoja de información correspondiente al producto presenta las principales características eléctricas para este dispositivo y se muestra en la tabla 61 de igual forma presenta las principales características físicas (dimensiones), Espaciamientos entre pararrayos y niveles de aislamiento como lo indica la tabla 62.

**Tabla 61. Características eléctricas del pararrayo PDV-100 Optima (Ohio Brass – Hubbell Power Systems).**

Voltaje nominal (kV)	MCOV (kV)	FOW-Frente de onda. 0.5us, 10kA (kV)	Descarga de switcheo 500 A (kV)	Máxima tensión de descarga 8/20us					
				1.5kA	3kA	5kA	10kA	20kA	40kA
3	2.55	10.6	7.6	8.0	8.5	9.0	9.9	11.1	13.2
6	5.1	21.3	15.3	15.9	17.0	18.0	19.8	22.3	26.5
9	7.65	31.2	22.4	23.3	24.9	26.4	29.0	32.6	38.8
10	8.4	34.0	24.4	25.4	27.1	28.8	31.6	35.6	42.3
12	10.2	40.4	29.0	30.3	32.3	34.2	37.6	42.3	50.3
15	12.7	51.4	36.9	38.5	41.1	43.5	47.8	53.8	64.0
18	15.3	60.6	43.5	45.4	48.4	51.3	56.4	63.5	75.5
21	17.0	68.3	49.0	51.1	54.5	57.8	63.5	71.4	85.0
24	19.5	81.9	58.8	61.3	65.5	69.3	76.2	85.7	102.0
27	22.0	91.9	65.9	68.8	73.4	77.8	85.5	96.2	114.4
30	24.4	101.1	72.5	75.7	80.7	85.5	94.0	105.8	125.8
36	29.0	121.4	87.0	97.9	97.0	102.7	112.9	127.0	151.1

Fuente: [13]

**Tabla 62. Dimensiones, espaciamiento entre pararrayos y niveles de aislamiento para PDV-100 Optima (Ohio Brass – Hubbell Power Systems).**

U <sub>R</sub> Niveles de voltaje.	U <sub>c</sub> MCOV	Altura X	Distancia de fuga	Espaciamientos Recomendados		Peso	Nivel de aislamiento (kV)	
				Fase-Fase	Fase-Tierra		BIL	Frecuencia a resistir
kV	kV	mm	mm	mm	mm	kg	1.2/50	Mojado
3	2.55	173	216	127	76	1.3	15.8	7.8
6	5.1	193	287	137	86	1.5	31.7	15.7
9	7.65	221	366	152	102	1.7	46.3	22.1
10	8.4	221	366	157	107	1.7	50.6	24.2
12	10.2	236	432	191	140	2.0	60.1	28.5
15	12.7	295	640	216	165	2.5	76.4	35.5
18	15.3	295	640	241	191	2.5	90.2	42.8
21	17.0	315	714	254	203	2.8	101.4	47.6
24	19.5	389	927	305	254	3.8	121.7	54.6
27	22.0	417	1006	330	279	4.0	136.6	61.6
30	24.4	429	1072	356	305	4.2	150.2	68.3
36	29.0	490	1280	419	368	47.7	180.3	81.1

Fuente: [13]

#### 8.2.4. Selección de la tensión nominal.

La tensión nominal se utiliza como un valor de referencia que determina las demás características de operación.

##### 8.2.4.1. Determinación de la tensión continua de operación (VOC).

Si el pararrayos está conectado entre fase y tierra en un sistema trifásico se determinará así [9]:

$$VOC = \frac{Vmr}{\sqrt{3}} \quad (21)$$

Donde:

$Vmr$  = Tensión máxima del sistema más el factor de regulación del 5% para norma ANSI/IEEE [9].

Para el caso específico en estudio la derivación FSW363, está presenta un nivel máximo de tensión del sistema de 13,2 kV. Por tanto, se calcula la tensión continua de operación teniendo en cuenta la ecuación 21.

$$Vmr = 13,2 \text{ kV} + 0,6$$

$$Vmr = 13,8 \text{ kV} \approx 13,8 \text{ kV}$$

$$VOC = \frac{13,8 \text{ kV}}{\sqrt{3}}$$

$$VOC = 7,96 \text{ kV}$$

##### 8.2.4.2. Determinación de una tensión preliminar basada en la tensión continua de operación.

$$Vo = \frac{VOC}{Ko} \quad (22) [9]$$

Donde [9]:

$V_o$  = Tensión preliminar.

$K_o$  = Factor de diseño del pararrayos propio del fabricante.

Para el caso de estudio, el factor de diseño del pararrayos a utilizar es  $K_o = 0,8$ . Tendiendo en cuenta este factor y la ecuación 22 se procede a calcular la tensión preliminar de operación.

$$V_o = \frac{7,96kV}{0,8}$$

$$V_o = 9,95kV$$

#### **8.2.4.3. Determinación de sobretensiones temporales en falla a tierra.**

$$VTG = K_e \cdot VOC$$

(23) [9]

Donde [9]:

$VTG$  = sobretensión temporal en falla a tierra.

$K_e$  = factor de falla a tierra.

Nota:  $K_e$  tiene un valor máximo de 1,4 para sistemas directamente aterrizados y normalmente un valor de 1,73 para sistemas aislados [9].

Para el cálculo de la sobretensión temporal en el caso de estudio se tiene en cuenta lo expuesto en la norma, considerando que para este caso el sistema está directamente aterrizado entonces:

$VTG = 1,4 \cdot VOC$  para sistemas puestos a tierra [9].

Teniendo en cuenta la ecuación 23 y el factor de falla  $K_e = 1,4$  se calcula la sobretensión temporal en falla a tierra para el diseño.

$$VTG = (1,4) \cdot (7,96kV)$$

$$VTG = 11,14 \text{ kV}$$

#### 8.2.4.4. Selección de otra tensión nominal preliminar basada en la sobretensión temporal en falla a tierra.

$$V1 = \frac{VTG}{Kt} \quad (24) [9]$$

Donde [9]:

$V1$  = Tensión preliminar.

$Kt$  = Capacidad de la sobretensión temporal del pararrayos expresada como múltiplo de la tensión nominal.

Nota:  $Kt$  se puede tomar de curvas o tablas dadas por los fabricantes de pararrayos, las cuales muestran la duración de la sobretensión y su constante respectiva como múltiplo de tensión nominal [9].

Para el cálculo de la tensión nominal preliminar 1 de nuestro caso de estudio se tiene en cuenta lo propuesto por la norma la cual plantea que:

- $Kt = 1,15$  para un tiempo de duración de falla igual a 1 s.
- $Kt = 1,1$  para un tiempo de duración de falla igual a 10 s.

Para el caso de estudio se elige  $Kt = 1,15$  para un tiempo de duración de falla igual a 1 seg. Que es lo esperado cuando el sistema esta sólidamente conectado a tierra. Teniendo en cuenta lo anterior y la ecuación 24 se procede a calcular la tensión nominal preliminar 1.

$$V1 = \frac{11,14kV}{1,15}$$

$$V1 = 9,68kV$$

Para la selección final de la tensión nominal se tienen en cuenta el siguiente criterio:

- Determinación de la tensión nominal.

La tensión nominal que se debe seleccionar es el valor más alto escogido entre las tensiones preliminares ( $V_0, V_1, V_2 \dots V_n$ ). Si este valor no corresponde a un valor de tensión normalizado se debe seleccionar el inmediatamente superior normalizado [9].

los valores de tensión calculados son los siguientes:

- $V_{mr} = 13,8kV$
- $V_{oc} = 7,96kV$
- $V_0 = 9,95 kV$
- $V_1 = 9,68 Kv$

El mayor voltaje calculado entre las tensiones preliminares  $V_0$  y  $V_1$ , es  $V_0 = 9,95 kV$ , por lo tanto, la tensión nominal seleccionada inmediatamente superior es 10kV.

### **8.2.5. Corriente nominal de descarga.**

Los pararrayos están clasificados por sus corrientes de descarga nominales normalizadas (10 kA, 5 kA, 2,5 kA y 1,5 kA, con forma de onda 8/20  $\mu s$ ).

La corriente nominal de descarga debe elegirse teniendo en cuenta la máxima corriente que va a descargar el pararrayos, que puede estimarse a partir de los datos de la máxima sobretensión procedente de una línea y debida a la caída de un rayo en ella, así como a partir de la característica tensión-corriente propia del pararrayos [9].

La intensidad máxima de descarga se obtendrá en el caso de un pararrayos situado al final de una línea el cual protege a un transformador y está dada por la expresión [9]:

Siendo  $n = 1$

$$I_d = \frac{2V - nV_r}{Z_c}$$

(25) [9]

Donde [9]:

$V_r$  = tensión residual del pararrayos para el valor máximo de la corriente que se va a descargar a través de él.

$V$  = onda de tensión de valor máximo procedente de una de las líneas conectadas al mismo nodo.

$Z_c$  = impedancia de las líneas (se ha supuesto que todas las líneas ( $n$ ) poseen el mismo valor  $Z_c$ ).

$n$  = el número total de líneas coincidentes en el mismo nodo.

A continuación, se efectúa el cálculo de corriente nominal de descarga para la tensión del sistema 13.8 Kv, que para el caso de estudio nos arrojó un valor de  $V_{oc} = 7,96kV$ , no obstante, la tensión Nominal seleccionada fue de 10 Kv esto teniendo en cuenta los cálculos realizados en la determinación de la tensión continua de operación.

Ahora bien, teniendo en cuenta las tabla 61 de la hoja de características del pararrayo PDV-100 Optima de Ohio Brass el cual es el tipo de pararrayo seleccionado, se tienen las siguientes características:

Para un MCOV = 10,2kV, el cual está por encima del valor calculado, se tiene una máxima tensión de descarga de 37,6 kV para una corriente de descarga de 10 kA.

## 9. IMPACTO EN LOS INDICADORES SAIDI Y SAIFI POR DESCONEXIÓN DE TRANSFORMADORES EN EL CIRCUITO FSW363

### 9.1. Indicadores de calidad del servicio SAIDI Y SAIFI

#### 9.1.1. SAIDI

Representa la duración total en horas de los eventos que en promedio percibe cada usuario del SDL de un OR, hayan sido o no afectados por un evento en un periodo anual [9].

$$SAIDI_{j,t} = \sum_{m=1}^{12} \frac{\sum_{i=1}^n (D_{i,u,m} * NU_{i,u,m})}{UT_{j,m}} / 60 \quad (26)$$

Donde:

$SAIDI_{j,t}$ : Indicador de duración promedio por usuario, de los eventos sucedidos en el SDL del OR  $j$ , durante el año  $t$ , medido en horas al año.

$D_{i,u,m}$ : Duración en minutos del evento  $i$ , sucedido durante el mes  $m$ , que afectó al activo  $u$  perteneciente al SDL del OR  $j$ .

$NU_{i,u,m}$ : Número de usuarios que fueron afectados por el evento  $i$  sucedido durante el mes  $m$ , conectados al activo  $u$ .

$UT_{j,m}$ : Número total de usuarios conectados al SDL del OR  $j$  en el mes  $m$ .

$m$ : Mes del año  $t$ , con enero = 1, ..., diciembre =12 [10].

#### 9.1.2. SAIFI

Representa la cantidad total de los eventos que en promedio perciben todos los usuarios del SDL de un OR, hayan sido o no afectados por un evento, en un período anual [10].

$$SAIFI_{j,t} = \sum_{m=1}^{12} \frac{\sum_{i=1}^n NU_{i,u,m}}{UT_{j,m}} \quad (27)$$

Donde:

$SAIFI_{j,t}$ : Indicador de frecuencia promedio por usuario, de los eventos sucedidos en el SDL del OR  $j$ , durante el año  $t$ , medido en cantidad al año.

$NU_{i,u,m}$ : Número de usuarios que fueron afectados por el evento  $i$  sucedido durante el mes  $m$ , por encontrarse conectados al activo  $u$ .

$UT_{j,t}$ : Número total de usuarios conectados al SDL del OR  $j$  en el mes  $m$ .

$m$ : Mes del año  $t$ , con enero = 1, ..., diciembre =12 [10].

## **9.2. Generalidades de indicadores SAIDI Y SAIFI.**

Los indicadores de calidad SAIDI y SAIFI son el termómetro con el cual se miden la prestación del servicio de energía eléctrica a los diferentes operadores de red y deben estar dentro de los límites permisibles ya que al ser superados se debe compensar a los usuarios vía factura de energía.

Estos indicadores están reglamentados a través de la CREG y deben reportarse oportunamente al SUI y es una de las obligaciones del operador de red quien a su vez es vigilado por la Superintendencia de Servicios Públicos (SSPD).

A continuación, se presenta un panorama de los indicadores de calidad con corte de enero a diciembre de 2018 y enero a junio de 2019 en la derivación FSW363, esto teniendo en cuenta específicamente las desconexiones presentadas en los transformadores.

### **9.2.1. Fallo en transformadores año 2018.**

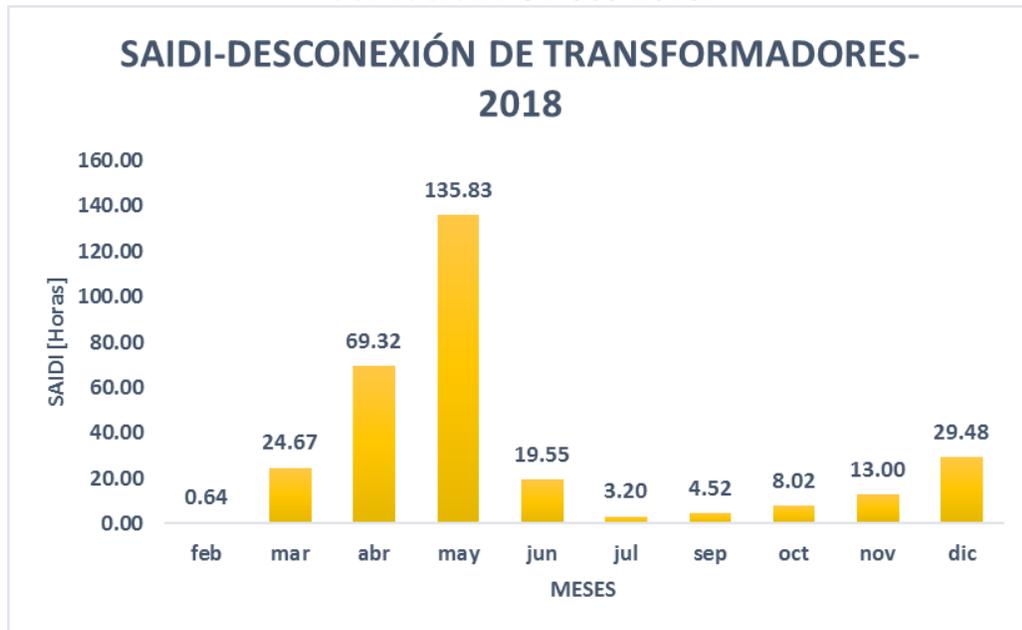
en la gráfica 22, se muestran los valores del indicador SAIDI, para los meses del año 2018 en que se presentaron fallos en transformadores de la derivación FSW363 presentando mayor índice en los meses de abril y mayo con valores de 69,32 y 135,83 horas respectivamente. Además, en la tabla 63 se muestra el valor total del indicador con 2186.56 horas. Además del valor promedio al año del indicador SAIDI con un promedio de 30,82 horas.

**Tabla 63. Indicadores por desconexión de transformadores-2018.**

IMPACTO DE INDICADORES POR DESCONEXIÓN EN TRANSFORMADORES - 2018					
MES	Duración [Horas]	Usuarios sin servicio	DNA [KWH]	SAIDI [Horas]	SAIFI
feb	12.07	12	2.36	0.64	0.05
mar	191.39	29	185.71	24.67	0.13
abr	311.94	50	526.62	69.32	0.22
may	470.17	65	258.13	135.83	0.29
jun	141.91	31	201.78	19.55	0.14
jul	51.44	14	90.19	3.20	0.06
sep	101.73	10	329.20	4.52	0.04
oct	128.91	14	176.09	8.02	0.06
nov	153.99	19	95.03	13.00	0.08
dic	265.36	25	262.52	29.48	0.11
<b>TOTAL</b>	<b>1828.91</b>	<b>269</b>	<b>2127.63</b>	<b>2186.56</b>	<b>1.20</b>
<b>PROMEDIO</b>				<b>30.82</b>	<b>0.12</b>

Fuente: Información CENS. Elaborado por el autor.

**Gráfica 22. Indicador SAIDI por desconexión de transformadores para la derivación FSW363-2018.**

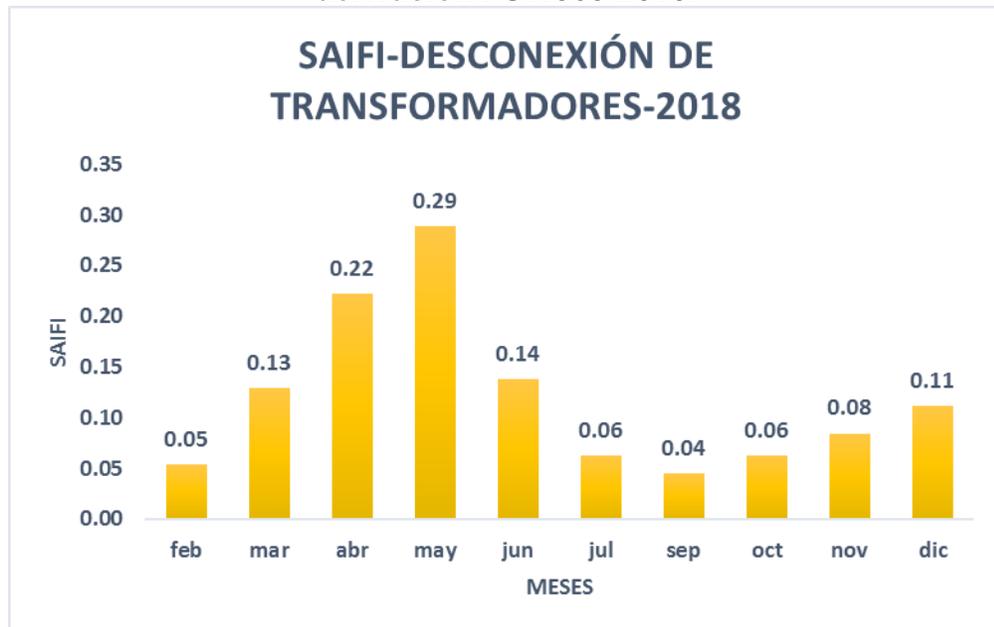


Fuente: Información CENS. Elaborado por el autor.

En la gráfica 23 se muestran los valores del indicador SAIFI obtenidos para el año 2018, esto entre el mes de febrero y diciembre en los que se presentaron eventos

por desconexión de transformadores presentando mayor índice en el mes de abril y mayo. Los valores se presentan en la tabla 63 y se indica un valor total de 1,20 veces en las que los usuarios de la derivación perciben la desconexión presentada en los transformadores para el año 2018.

**Gráfica 23. Indicador SAIFI por desconexión de transformadores para la derivación FSW363-2018.**



Fuente: Información CENS. Elaborado por el autor.

#### **9.2.1.1. Fallo en transformadores por descargas atmosféricas.**

A continuación, se presentan en la tabla 64 los valores obtenidos para el indicador SAIDI en los meses en que se presentaron fallos de transformadores por descargas atmosféricas, esto para el año 2018. Esto se constata en la gráfica 24, en donde se identifica la etiqueta de cada transformador y el valor de SAIDI calculado, de acuerdo con la asignación de usuarios y duración de desconexión para cada transformador.

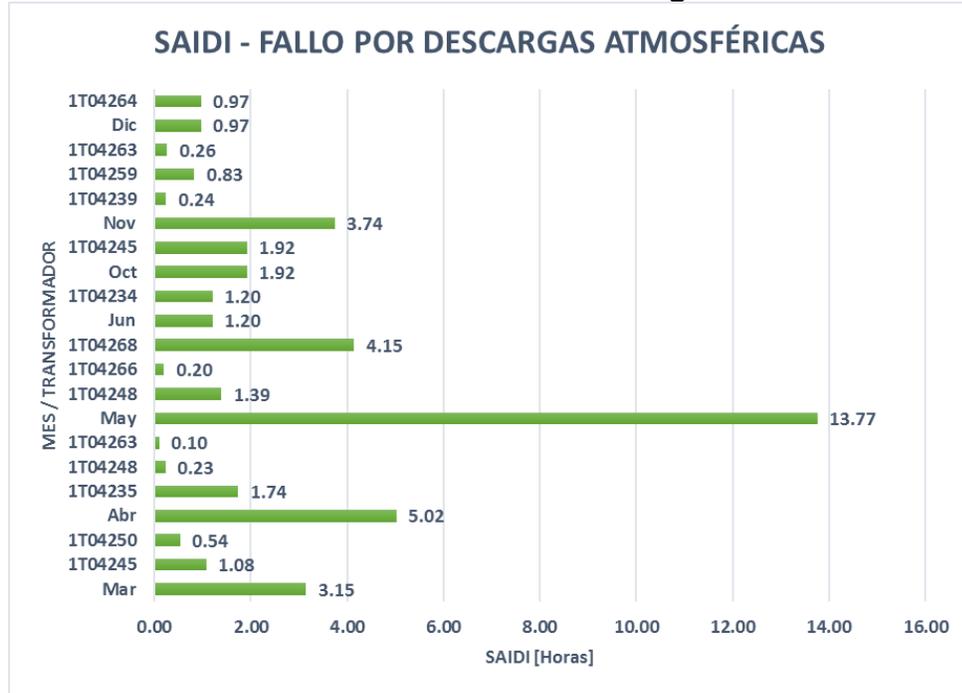
**Tabla 64. Indicadores para desconexión de transformador por descargas atmosféricas.**

<b>IMPACTO DE INDICADORES POR DESCONEXIÓN EN TRANSFORMADORES - 2018</b>					
<b>MES / TRAFO</b>	<b>Duración [Horas]</b>	<b>Usuarios sin servicio</b>	<b>DNA [KWH]</b>	<b>SAIDI [Horas]</b>	<b>SAIFI</b>
<b>Mar</b>	<b>54.48</b>	<b>13</b>	<b>75.84</b>	<b>3.15</b>	<b>0.06</b>
1T04245	30.35	8	41.23	1.08	0.04
1T04250	24.13	5	34.61	0.54	0.02
<b>Abr</b>	<b>102.69</b>	<b>11</b>	<b>57.69</b>	<b>5.02</b>	<b>0.05</b>
1T04235	78.08	5	49.68	1.74	0.02
1T04248	17.24	3	4.45	0.23	0.01
1T04263	7.37	3	3.56	0.10	0.01
<b>May</b>	<b>281.61</b>	<b>11</b>	<b>72.11</b>	<b>13.77</b>	<b>0.05</b>
1T04248	104.05	3	26.59	1.39	0.01
1T04266	22.03	2	16.73	0.20	0.01
1T04268	155.53	6	28.79	4.15	0.03
<b>Jun</b>	<b>27.11</b>	<b>10</b>	<b>39.04</b>	<b>1.20</b>	<b>0.04</b>
1T04234	27.11	10	39.04	1.20	0.04
<b>Oct</b>	<b>54.07</b>	<b>8</b>	<b>68.75</b>	<b>1.92</b>	<b>0.04</b>
1T04245	54.07	8	68.75	1.92	0.04
<b>Nov</b>	<b>93.46</b>	<b>9</b>	<b>65.83</b>	<b>3.74</b>	<b>0.04</b>
1T04239	27.3	2	25.48	0.24	0.01
1T04259	46.57	4	32.13	0.83	0.02
1T04263	19.59	3	8.22	0.26	0.01
<b>Dic</b>	<b>218.01</b>	<b>1</b>	<b>192.26</b>	<b>0.97</b>	<b>0.00444444</b>
1T04264	218.01	1	192.26	0.97	0.00444444
<b>TOTAL</b>	<b>831.43</b>	<b>63</b>	<b>571.53</b>	<b>232.80</b>	<b>0.28</b>
<b>PROMEDIO</b>				<b>4.25</b>	<b>0.04</b>

Fuente: Información CENS. Elaborado por el autor.

En la gráfica 24 se identifica el valor de indicador SAIDI calculado para cada transformador fallado, en los meses en que se presentaron fallas por descargas atmosféricas para el año 2018. En este caso sobresale el mes de mayo con un valor de 13.77 horas, para el cual presentaron los transformadores 1T04268, 1T04266 y 1T04248, con 4,15; 0,20 y 1,39 horas respectivamente.

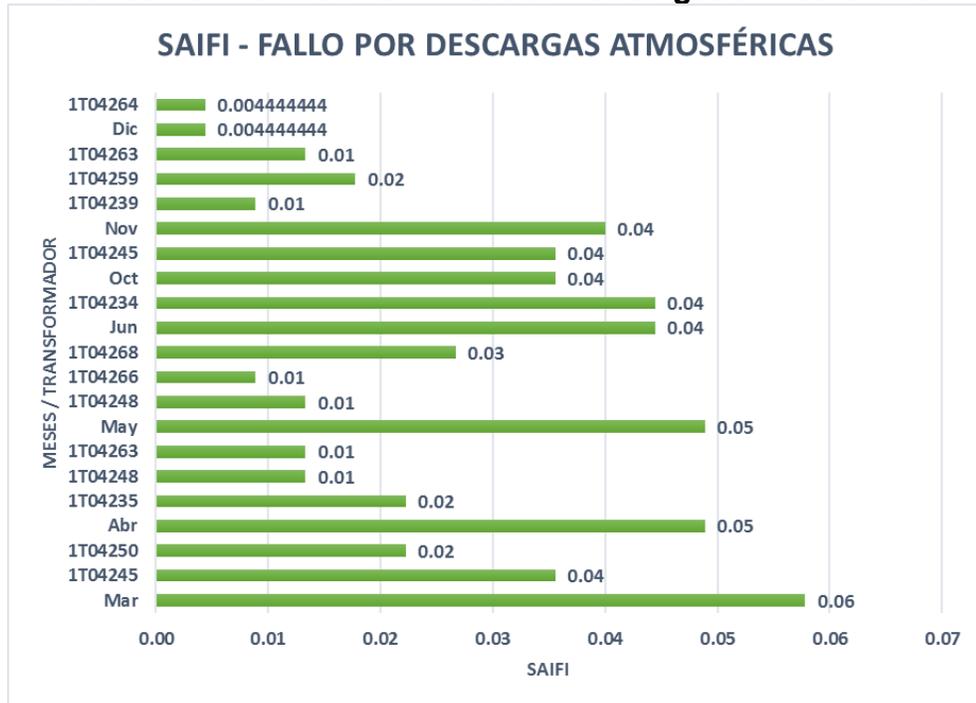
**Gráfica 24. Indicador SAIDI causa-Descargas atmosféricas.**



Fuente: Información CENS. Elaborado por el autor.

En la gráfica 25 se identifica el valor de indicador SAIFI calculado para cada transformador fallado, en los meses en que se presentaron fallas por descargas atmosféricas para el año 2018. En este caso sobresale el mes de marzo con un valor de 0,06 veces las cuales son percibidas por todos los usuarios de la derivación, En este mes presentaron salidas los transformadores 1T04250, 1T04255 con indicador de 0,02 y 0,04 respectivamente.

**Gráfica 25. Indicador SAIFI causa-Descargas atmosféricas.**



Fuente: Información CENS. Elaborado por el autor.

### 9.2.2. Fallo en transformadores año 2019.

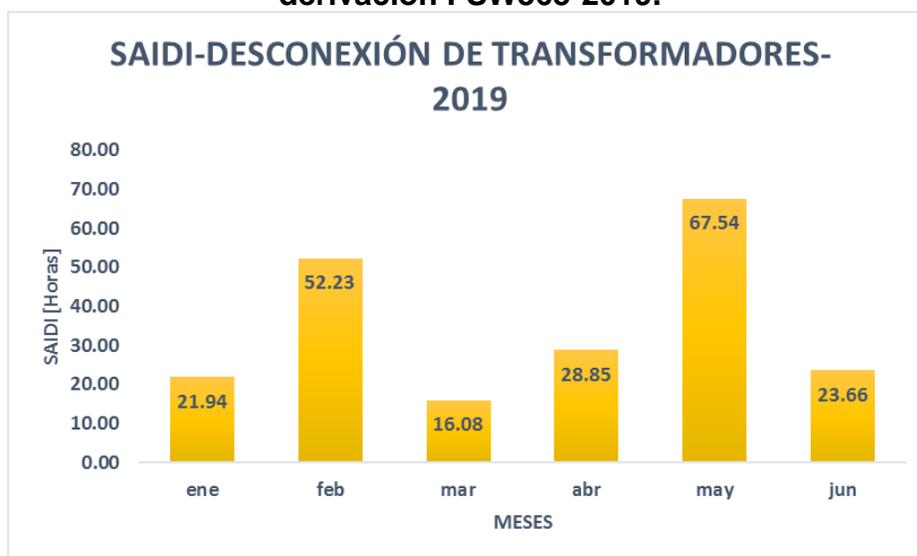
en la gráfica 26, se muestran los valores del indicador SAIDI, para los meses del año 2019 en que se presentaron fallos en transformadores de la derivación FSW363 presentando mayor índice en los meses de febrero y mayo con valores de 52,23 y 67,54 horas respectivamente percibidas por los usuarios de la derivación. Además, en la tabla 65 se muestra el valor total del indicador con 1194,81 horas. Además del valor promedio al año del indicador SAIDI con un promedio de 35,05 horas.

**Tabla 65. Indicadores por desconexión de transformadores-2019.**

IMPACTO DE INDICADORES POR DESCONEXIÓN EN TRANSFORMADORES - 2019					
MES	Duración [Horas]	Usuarios sin servicio	DNA [KWH]	SAIDI [Horas]	SAIFI
ene	137.10	36	164.17	21.94	0.16
feb	199.20	59	247.58	52.23	0.26
mar	97.80	37	209.47	16.08	0.16
abr	190.90	34	213.85	28.85	0.15
may	241.20	63	2224.56	67.54	0.28
jun	152.10	35	249.70	23.66	0.16
<b>TOTAL</b>	<b>1018.3</b>	<b>264</b>	<b>3309.33</b>	<b>1194.81</b>	<b>1.17</b>
<b>PROMEDIO</b>				<b>35.05</b>	<b>0.20</b>

Fuente: Información CENS. Elaborado por el autor.

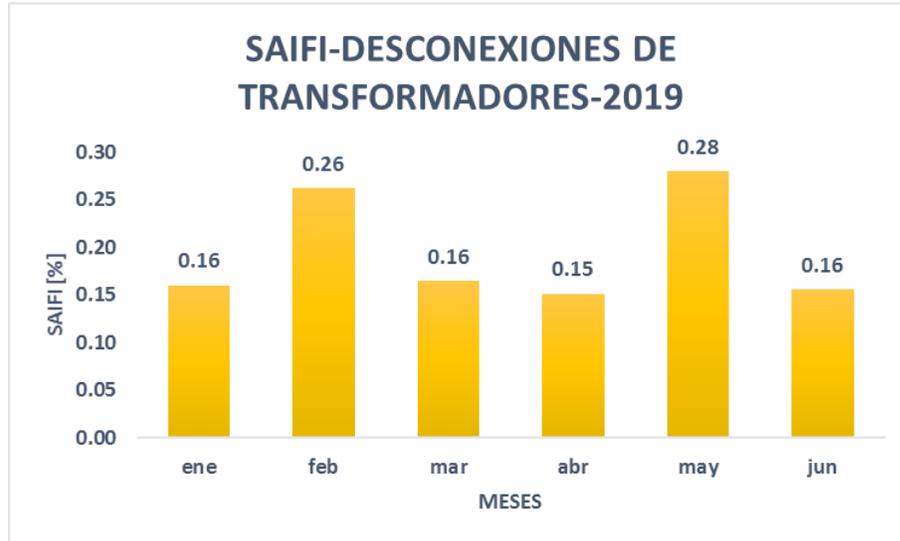
**Gráfica 26. Indicador SAIDI por desconexión de transformadores para la derivación FSW363-2019.**



Fuente: Información CENS. Elaborado por el autor.

En la gráfica 27 se muestran los valores del indicador SAIFI obtenidos para el año 2019, esto entre el mes de enero y junio en los que se presentaron eventos por desconexión de transformadores presentando mayor índice en el mes de febrero y mayo. Los valores se presentan en la tabla 65 y se indica un valor total de 0,20 veces en las que los usuarios de la derivación perciben la desconexión presentada en los transformadores para el año 2019.

**Gráfica 27. Indicador SAIFI por desconexión de transformadores para la derivación FSW363-2019.**



Fuente: Información CENS. Elaborado por el autor.

#### **9.2.1.2. Fallo en transformadores por descargas atmosféricas.**

A continuación, se presentan en la tabla 66, los valores obtenidos para el indicador SAIDI en los meses en que se presentaron fallos de transformadores por descargas atmosféricas, esto para el año 2019. Esto se constata en la gráfica 28, en donde se identifica la etiqueta de cada transformador y el valor de SAIDI calculado, de acuerdo con la asignación de usuarios y duración de desconexión para cada transformador.

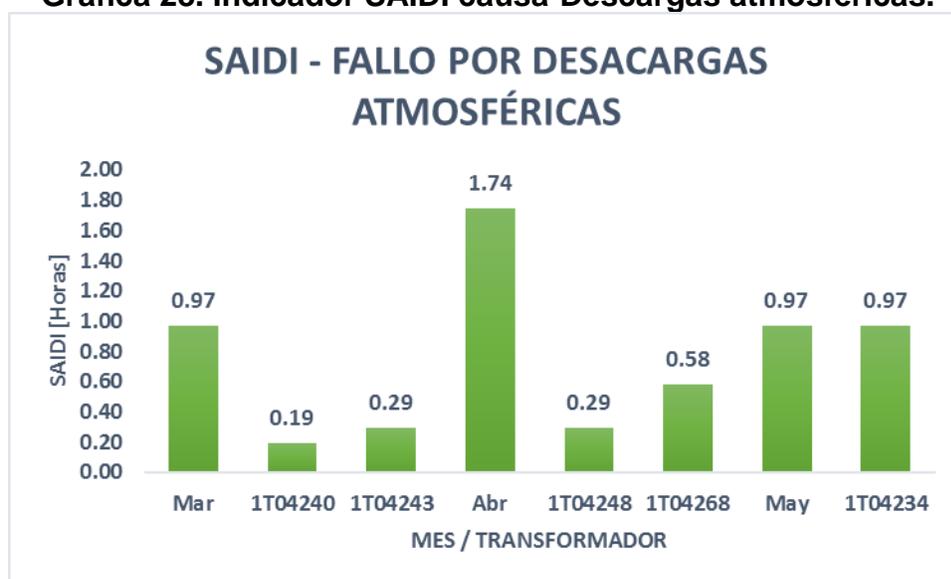
**Tabla 66. Indicadores para desconexión de transformadores por descargas atmosféricas.**

IMPACTO DE INDICADORES POR DESCONEXIÓN EN TRANSFORMADORES - 2019					
MES / TRAFO	Duración [Horas]	Usuarios sin servicio	DNA [KWH]	SAIDI [Horas]	SAIFI
<b>Mar</b>	<b>43.56</b>	<b>5</b>	<b>60.997</b>	<b>0.97</b>	<b>0.02</b>
1T04240	21.78	2	40.647	0.19	0.01
1T04243	21.78	3	20.35	0.29	0.01
<b>Abr</b>	<b>43.56</b>	<b>9</b>	<b>83.046</b>	<b>1.74</b>	<b>0.04</b>
1T04248	21.78	3	82.309	0.29	0.01
1T04268	21.78	6	0.737	0.58	0.03
<b>May</b>	<b>21.78</b>	<b>10</b>	<b>8.368</b>	<b>0.97</b>	<b>0.04</b>
1T04234	21.78	10	8.368	0.97	0.04
<b>TOTAL</b>	<b>108.9</b>	<b>24</b>	<b>152.41</b>	<b>11.62</b>	<b>0.11</b>
<b>PROMEDIO</b>				<b>0.92</b>	<b>0.04</b>

Fuente: Información CENS. Elaborado por el autor.

En la gráfica 28 se identifica el valor de indicador SAIDI calculado para cada transformador fallado, en los meses en que se presentaron fallas por descargas atmosféricas para el año 2019. En este caso sobresale el mes de abril con un valor de 1,74 horas, para el cual presentaron salida los transformadores 1T04268 y 1T04248, con 0,58 y 0,29 horas respectivamente.

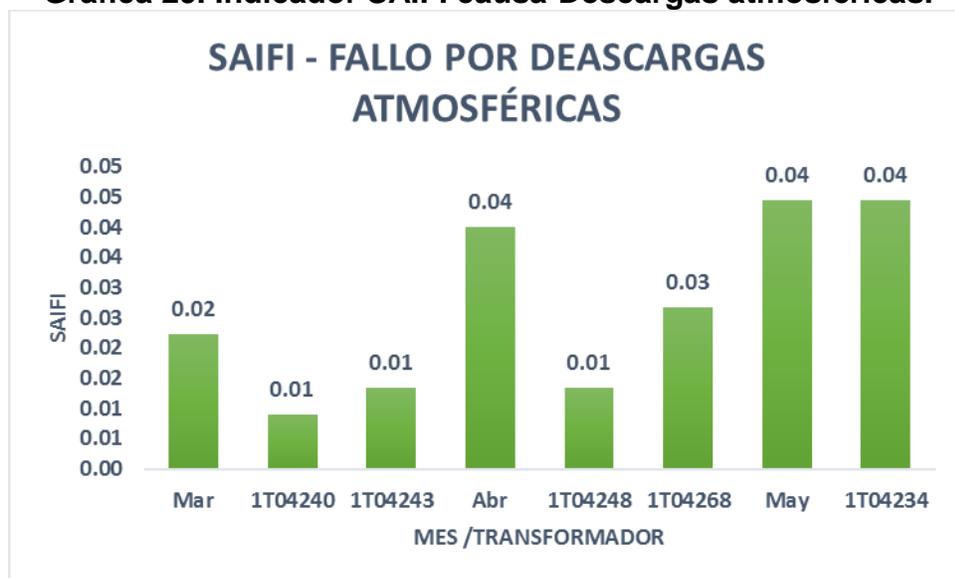
**Gráfica 28. Indicador SAIDI causa-Descargas atmosféricas.**



Fuente: Información CENS. Elaborado por el autor.

En la gráfica 29 se identifica el valor de indicador SAIFI calculado para cada transformador fallado, en los meses en que se presentaron fallas por descargas atmosféricas para el año 2019. En este caso sobresalen los meses de abril y mayo con un valor de 0,04 veces las cuales son percibidas por todos los usuarios de la derivación esto para ambos casos, En estos meses presentaron salidas los transformadores 1T04248 y 1T04268 para el mes de abril con indicador de 0,01 y 0,03 respectivamente y el transformador 1T04234 para el mes de mayo con indicador de 0,04.

**Gráfica 29. Indicador SAIFI causa-Descargas atmosféricas.**



Fuente: Información CENS. Elaborado por el autor.

### 9.3. Demanda no atendida por fallas en transformadores.

En la gráfica 30 se muestran los valores de dinero no adquirido por la demanda no atendida por las desconexiones presentadas en transformadores para el año 2018, según la gráfica se puede indicar que el caso más crítico se presentó en el mes de abril ya que en este se presenta un valor de dinero no adquirido de \$ 294,809.42, luego se muestran los meses de septiembre y diciembre. En la tabla 67 se muestran los valores de demanda no atendida específicos para cada mes suministrados en

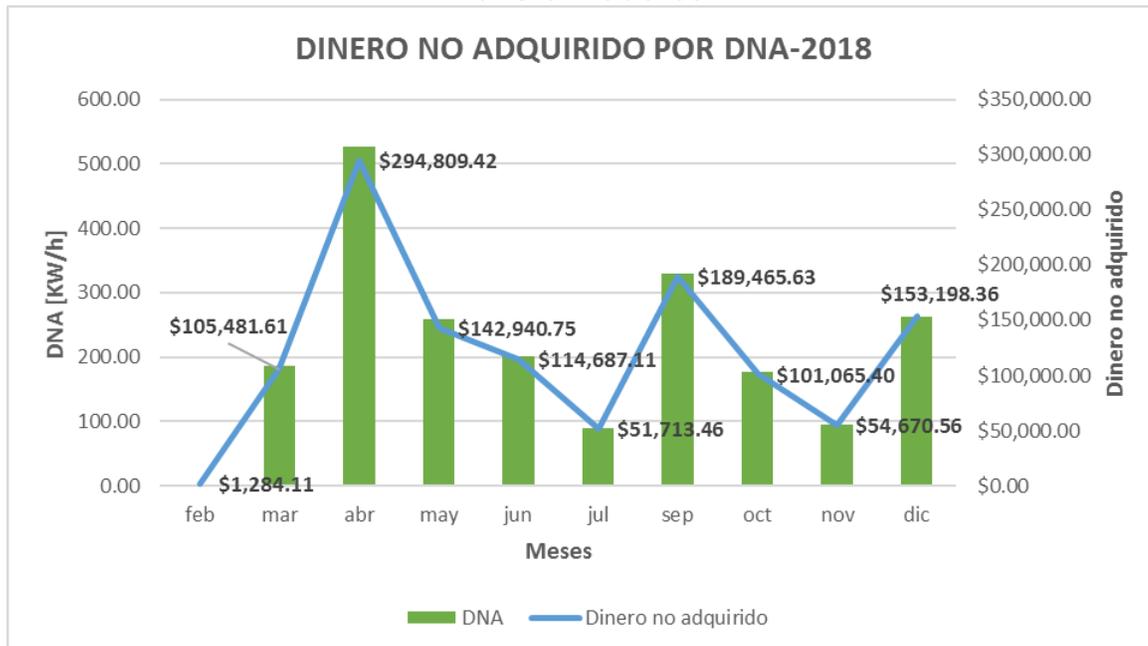
los reportes preliminares por CENS. En esta tabla se muestra un total de dinero no adquirido para el año 2018 de \$ 1,209,316.41 por desconexión de transformadores.

**Tabla 67. Dinero no adquirido por desconexión de transformadores-2018.**

DESCONEXIÓN DE TRANSFORMADORES-2018			
MES	DNA [KWH]	VALOR [\$/KWH]	DINERO NO ADQUIRIDO [\$]
feb	2.36	543.55	\$1,284.11
mar	185.71	568	\$105,481.61
abr	526.62	559.81	\$294,809.42
may	258.13	553.75	\$142,940.75
jun	201.78	568.39	\$114,687.11
jul	90.19	573.39	\$51,713.46
sep	329.20	575.53	\$189,465.63
oct	176.09	573.945	\$101,065.40
nov	95.03	575.31	\$54,670.56
dic	262.52	583.575	\$153,198.36
<b>TOTAL</b>			<b>\$1,209,316.41</b>

Fuente: Información CENS. Elaborado por el autor.

**Gráfica 30. Dinero no adquirido por DNA-2018 por desconexión de transformadores.**



Fuente: Información CENS. Elaborado por el autor.

En la tabla 68, se muestran los valores de demanda no atendida y dinero no adquirido por las desconexiones de transformadores presentadas en el año 2018 causadas por descargas atmosféricas. Además, se muestra los transformadores fallados en cada mes durante el año, para esta causa de desconexión el dinero no adquirido total es de \$ 327,605.44.

**Tabla 68. Dinero no adquirido por fallo causado por descargas atmosféricas.**

<b>FALLO POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS-2018</b>			
<b>MES / TRAF0</b>	<b>DNA [KWH]</b>	<b>VALOR [\$/KWH]</b>	<b>DINERO NO ADQUIRIDO [€]</b>
<b>Mar</b>	<b>75.84</b>	568	\$43,076.79
1T04245	41.23	568	\$23,415.80
1T04250	34.61	568	\$19,660.99
<b>Abr</b>	<b>57.69</b>	569.81	\$32,872.97
1T04235	49.68	569.81	\$28,309.73
1T04248	4.45	569.81	\$2,535.37
1T04263	3.56	569.81	\$2,027.87
<b>May</b>	<b>72.11</b>	553.75	\$39,933.09
1T04248	26.59	553.75	\$14,726.37
1T04266	16.73	553.75	\$9,264.52
1T04268	28.79	553.75	\$15,942.20
<b>Jun</b>	<b>39.04</b>	568.39	\$22,190.33
1T04234	39.04	568.39	\$22,190.33
<b>Oct</b>	<b>68.75</b>	573.94	\$39,459.52
1T04245	68.75	573.94	\$39,459.52
<b>Nov</b>	<b>65.83</b>	575.31	\$37,873.23
1T04239	25.48	575.31	\$14,658.90
1T04259	32.13	575.31	\$18,486.44
1T04263	8.22	575.31	\$4,727.90
<b>Dic</b>	<b>192.26</b>	583.57	\$112,199.50
1T04264	192.26	583.57	\$112,199.50
<b>TOTAL</b>			<b>\$327,605.44</b>

Fuente: Información CENS. Elaborado por el autor.

En la gráfica 31, se muestran los valores de dinero no adquirido por la demanda no atendida por las desconexiones presentadas en transformadores para el año 2019,

según la gráfica se puede indicar que el caso más crítico se presentó en el mes de mayo ya que en este se presenta un valor de dinero no adquirido de \$1,271,491.76 luego se muestran los meses de febrero y junio. En la tabla 69 se muestran los valores de demanda no atendida específicos para cada mes suministrados en los reportes preliminares por CENS. En esta tabla se muestra un total de dinero no adquirido para el año 2019 de \$ 1,908,316.41 por desconexión de transformadores.

**Tabla 69. Dinero no adquirido por desconexión de transformadores-2019**

DESCONEXIÓN DE TRANSFORMADORES-2019			
MES	DNA [KWH]	VALOR [\$/KWH]	DINERO NO ADQUIRIDO [\$]
ene	164.17	576.05	\$ 94,572.43
feb	247.58	584.495	\$ 144,706.93
mar	209.47	605.945	\$ 126,927.30
abr	213.85	596.225	\$ 127,502.12
may	2224.56	571.57	\$ 1,271,491.76
jun	249.70	575.66	\$ 143,740.58
TOTAL			\$ 1,908,941.12

Fuente: Información CENS. Elaborado por el autor.

**Gráfica 31. Dinero no adquirido por DNA-2019 por desconexión de transformadores.**



Fuente: Información CENS. Elaborado por el autor.

En la tabla 70, se muestran los valores de demanda no atendida y dinero no adquirido por las desconexiones de transformadores presentadas en el año 2019 causadas por descargas atmosféricas. Además, se muestra los transformadores fallados en cada mes durante el año, para esta causa de desconexión el dinero no adquirido total es de \$ 91,259.90.

**Tabla 70. Dinero no adquirido por fallo causado por descargas atmosféricas.**

<b>FALLO POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS-2019</b>			
<b>MES / TRAF0</b>	<b>DNA [KWH]</b>	<b>VALOR [\$/KWH]</b>	<b>DINERO NO ADQUIRIDO [\$]</b>
<b>Mar</b>	<b>60.997</b>	605.945	\$36,960.83
1T04240	40.647	605.945	\$24,629.85
1T04243	20.35	605.945	\$12,330.98
<b>Abr</b>	<b>83.046</b>	596.25	\$49,516.18
1T04248	82.309	596.25	\$49,076.74
1T04268	0.737	596.25	\$439.44
<b>May</b>	<b>8.368</b>	571.57	\$4,782.90
1T04234	8.368	571.57	\$4,782.90
<b>TOTAL</b>			<b>\$91,259.90</b>

Fuente: Información CENS. Elaborado por el autor.

Durante el desarrollo del capítulo se logra identificar como durante el año 2019, se continua la tendencia al aumento de los indicadores y los parámetros que estos engloban, específicamente para la derivación FSW363. Ya que en los promedios calculados para los indicadores en las tablas 2018 y 2019 por desconexión de transformadores se puede identificar como en la mitad del año del 2019 a la cual se le realizo el análisis presenta casi el mismo valor en los indicadores que para todo el año del 2018. De igual forma el dinero no adquirido calculado para el año 2019, siendo este en solo la mitad del año, supera al valor calculado para el año 2018, lo que nuevamente nos indica el aumento y el impacto que se presenta en la derivación por las diferentes causas de falla dentro del sistema.

## **10. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.**

## 11. BIBLIOGRAFÍA.

- [1] Tasipanta Suntasig, C. Estudio e implementación de sistemas de protección contra descargas atmosféricas y puesta a tierra de protección de la compañía “HELMERICH AND PAYNE DEL RIG 132”. Latacunga. 2002. 68p.
- [2] Empresas Públicas de Medellín E.S.P. Normas de montajes complementarios. Medellín. Colombia. 2008.
- [3] ICONTEC. Norma Técnica Colombiana (NTC 4552), Protección contra rayos principios generales. Colombia. 2004.
- [4] Cabrera Fernández, E; Echarte del Sol, N. Sistemas de protección contra sobretensiones. En: Revista técnica de la empresa de telecomunicaciones de Cuba S.A. Vol; 5 N° 1-2 (2008); p. 33-36.
- [5] CENS S.A. E.S.P. Normas para el Diseño y Construcción de Sistemas de Distribución de Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A. E.S.P. San José de Cúcuta. 2008.
- [6] Ramírez Castaño, J; Cano Plata, E. Sistemas de puesta a tierra diseñado con IEEE-80 y evaluado con MEF. Manizales, Colombia. 2019.
- [7] Casas Ospina, F; Tierras Soporte de la Seguridad Eléctrica. Bogotá D.C. 2005.
- [8] Sinchi Fredy, M. Diseño y determinación de Sistemas de puesta a tierra mediante pruebas de campo con elementos comunes utilizados en la región incluyendo “GEM Y ELECTRODO QUÍMICO”. Cuenca, Ecuador. 2017.
- [9] INCONTEC. Norma Técnica Colombiana (NTC 2878), Electrotecnia guía para la selección de pararrayos en transformadores de distribución. Colombia 1991.
- [10] EPM, “Especificación técnica para descargadores de sobretensiones DPS en media tensión”, Colombia, abril del 2015.
- [11] IEEE, Surge protective Devices Comittee, Standars C62,22-1997 “Guide for the application of Metal Oxide Surge Arresters for Alternating-Current Systems”, USA, December 1997.

[12] IEC, International Electrotechnical Commissions, IEC International Standard Surge Arrester-Part 5: Selection and Application Recommendations (IEC 60099-5), Primera, 2000: 2003.

[13] HUBELL Power Systems, Inc. OHIO BRASS, “Optima Arrester” IEEE Heavy Duty / IEC Distribution High Polymer Surge Arrester >>, 2019. [en línea], <https://www.hubbell.com/hubbellpowersystems/en/Products/Power-Utilities/Arresters/Distribution-IEEE/Heavy-Duty/c/559838>

[14] COLOMBIA, MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 015 de 2018 “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional”. Enero 29 de 2018.

[15] Rivera Guerrero, C. Análisis de fallas en la derivación FSW363 del circuito PALDONJUANA del SDL de CENS. Pamplona. Colombia. 2019. 16p.

## **Anexo A**

# **MODELO DEL SUELO POR EL MÉTODO GRÁFICO SUNDE**

## Modelamiento para el terreno 1 - 1T04248.

**Tabla 71-A. Datos calculados modelo suelo de dos capas-Terreno 1.**

<b>2.- Modelo suelo de dos capas</b>	
Valores medidos de resistividad:	
Distancia entre electrodos:	insertar valores en Tabla 1
Resistividad aparente $\rho_a$ :	<b>27,97103</b> $\Omega \cdot m$
Distancia entre electrodos para resistividad aparente a:	0,884921 m
Resistividad capa superior $\rho_1$ :	<b>30,28</b> $\Omega \cdot m$
Resistividad capa inferior $\rho_2$ :	<b>24,69</b> $\Omega \cdot m$
Relación $\rho_2 / \rho_1$ :	0,81539
Relación $\rho_a / \rho_1$ :	0,923746
Relación a/h (Gráfico de Sunde):	<b>1,1</b>
Profundidad primera capa h (Gráfico de Sunde):	0,804473 m
Coefficiente reflexión K:	-0,10169

Fuente: Macro Excel CENS. Elaborado por el autor.

**Gráfica 32-A. Curva de resistividad aparente-Terreno 1.**



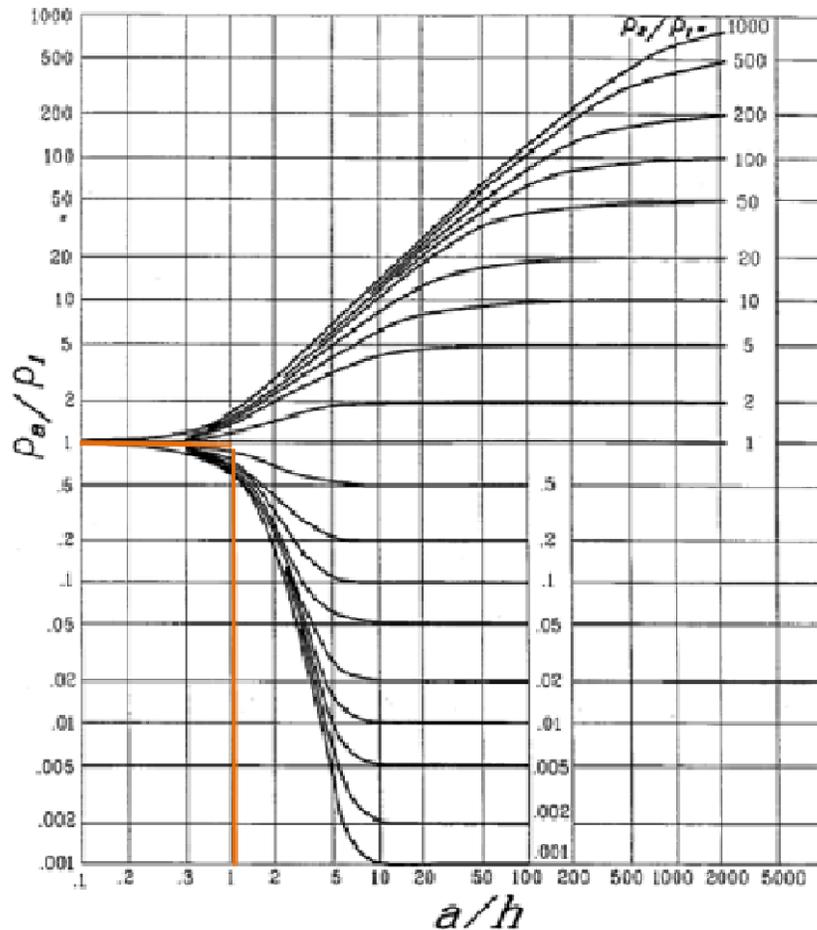
Fuente: Elaborado por el autor.

**Tabla 72-A. Obtención de resistividad aparente.**

Ecuación polinomio obtenido:	$y=ax^3+bx^2+cx+d$			
Coefficientes:	a	b	c	d
Valor:	-0,084	0,223	1,359	26,652
Punto de inflexión:	0,8849206			
Distancia entre electrodos:	0,8849206	m		
Resistividad aparente:	27,971026	$\Omega \cdot m$		

Fuente: Macro Excel CENS. Elaborado por el autor.

**Gráfica 33-A. Ubicación de  $a/h$ , curva de sunde - Terreno 1.**



Fuente: Macro Excel CENS. Elaborado por el autor.

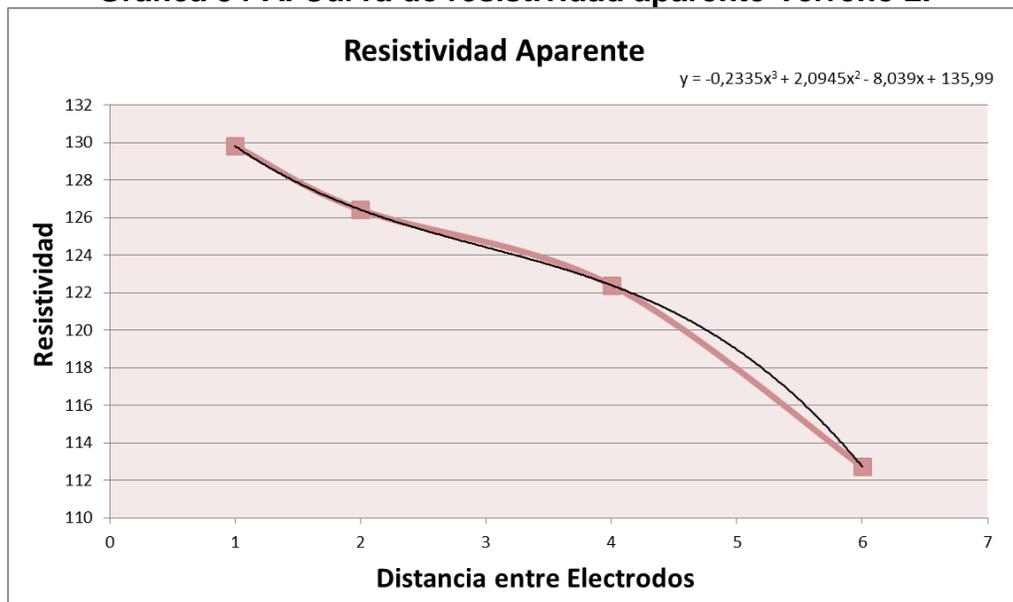
## Modelamiento para el terreno 2 - 1T04268.

**Tabla 73-A. Datos calculados modelo del suelo de dos capas-Terreno 2.**

2.- Modelo suelo de dos capas	
Valores medidos de resistividad:	
Distancia entre electrodos:	insertar valores en Tabla 1
Resistividad aparente $\rho_a$ :	<b>124,4368</b> $\Omega \cdot m$
Distancia entre electrodos para resistividad aparente a:	2,990007 m
Resistividad capa superior $\rho_1$ :	<b>129,81</b> $\Omega \cdot m$
Resistividad capa inferior $\rho_2$ :	<b>112,72</b> $\Omega \cdot m$
Relación $\rho_2 / \rho_1$ :	0,868346
Relación $\rho_a / \rho_1$ :	0,958607
Relación a/h (Gráfico de Sunde):	<b>1,2</b>
Profundidad primera capa h (Gráfico de Sunde):	2,491673 m
Coefficiente reflexión K:	-0,07047

Fuente: Macro Excel CENS. Elaborado por el autor.

**Gráfica 34-A. Curva de resistividad aparente-Terreno 2.**



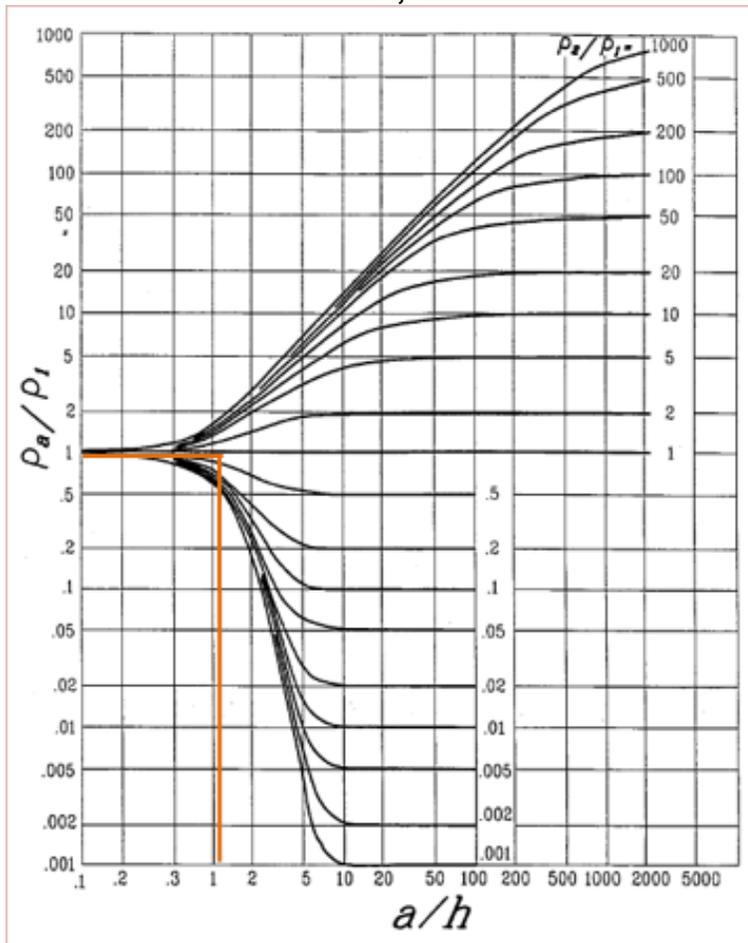
Fuente: Macro Excel CENS. Elaborado por el autor.

**Tabla 74-A. Obtención de resistividad aparente.**

Ecuación polinomio obtenido:	$y=ax^3+bx^2+cx+d$			
Coefficientes:	a	b	c	d
Valor:	-0,2335	2,0945	-8,039	135,99
Punto de inflexión:	2,9900071			
Distancia entre electrodos:	2,9900071	m		
Resistividad aparente:	124,43675	$\Omega \cdot m$		

Fuente: Macro Excel CENS. Elaborado por el autor.

**Gráfica 35-A. Ubicación de  $a/h$ , curva de sunde - Terreno 2.**



Fuente: Macro Excel CENS. Elaborado por el autor.

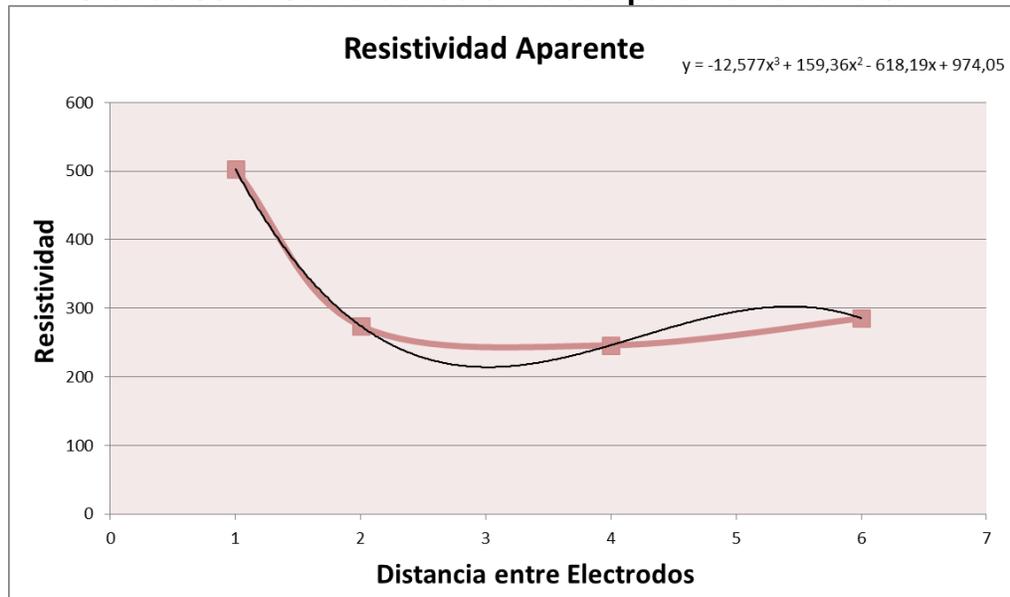
## Modelamiento para el terreno 3 - 1T04264.

**Tabla 75-A. Datos calculados modelo del suelo de dos capas-Terreno 3.**

2.- Modelo suelo de dos capas	
Valores medidos de resistividad:	
Distancia entre electrodos:	insertar valores en Tabla 1
Resistividad aparente $\rho_a$ :	<b>258,2517</b> $\Omega \cdot m$
Distancia entre electrodos para resistividad aparente a:	4,223583 m
Resistividad capa superior $\rho_1$ :	<b>502,65</b> $\Omega \cdot m$
Resistividad capa inferior $\rho_2$ :	<b>246,18</b> $\Omega \cdot m$
Relación $\rho_2 / \rho_1$ :	0,489764
Relación $\rho_a / \rho_1$ :	0,51378
Relación a/h (Gráfico de Sunde):	<b>1,9</b>
Profundidad primera capa h (Gráfico de Sunde):	2,222938 m
Coefficiente reflexión K:	-0,34249

Fuente: Macro Excel CENS. Elaborado por el autor.

**Gráfica 36-A. Curva de resistividad aparente-Terreno 3.**



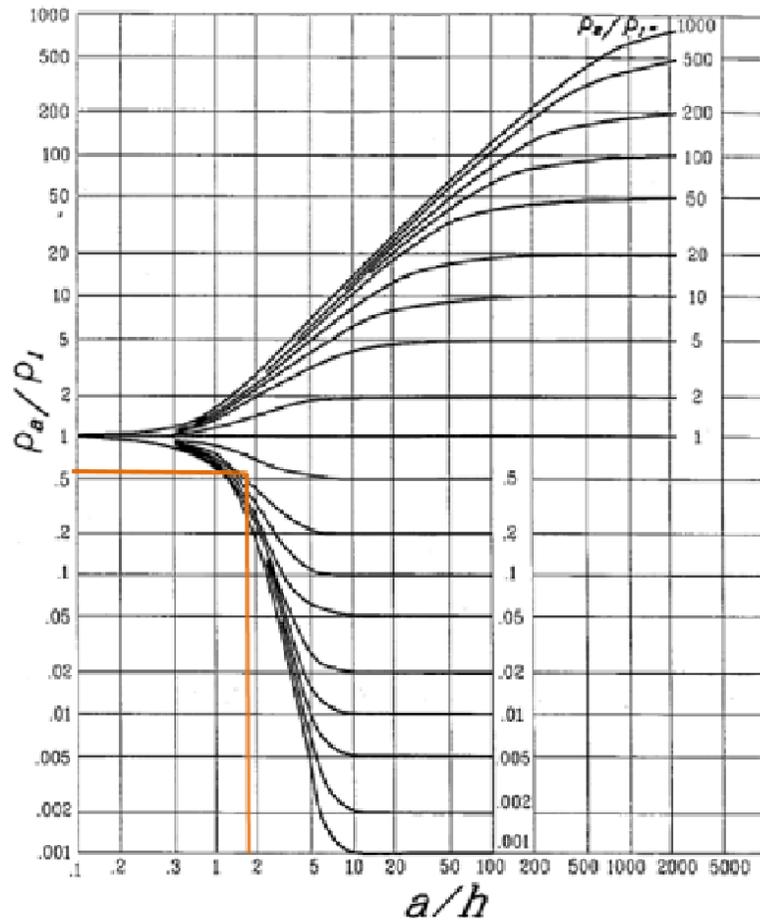
Fuente: Macro Excel CENS. Elaborado por el autor.

**Tabla 76-A. Obtención de resistividad aparente.**

Ecuación polinomio obtenido:	$y=ax^3+bx^2+cx+d$			
Coefficientes:	a	b	c	d
Valor:	-12,577	159,36	-618,19	974,05
Punto de inflexión:	4,2235827			
Distancia entre electrodos:	4,2235827	m		
Resistividad aparente:	258,25168	$\Omega \cdot m$		

Fuente: Macro Excel CENS. Elaborado por el autor.

**Gráfica 37-A. Ubicación de a/h, curva de sunde - Terreno 3.**



Fuente: Macro Excel CENS. Elaborado por el autor.

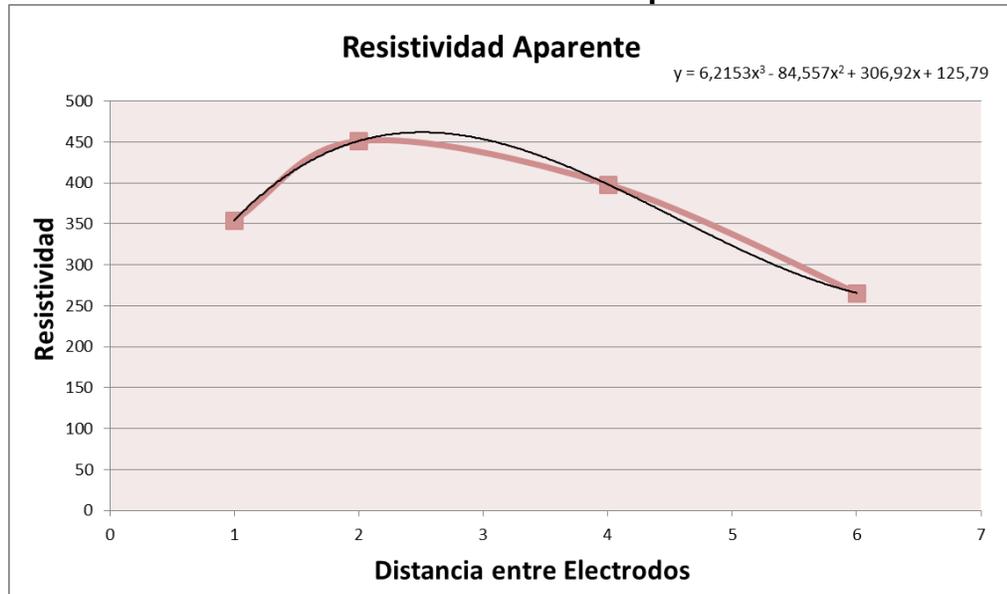
**Modelamiento para el terreno 4 - 1T04263.**

**Tabla 77-A. Datos calculados modelo del suelo de dos capas-Terreno 4.**

<b>2.- Modelo suelo de dos capas</b>	
Valores medidos de resistividad:	
Distancia entre electrodos:	insertar valores en Tabla 1
Resistividad aparente $\rho_a$ :	<b>358,3503</b> $\Omega$ -m
Distancia entre electrodos para resistividad aparente a:	4,534884 m
Resistividad capa superior $\rho_1$ :	<b>451,13</b> $\Omega$ -m
Resistividad capa inferior $\rho_2$ :	<b>265,78</b> $\Omega$ -m
Relación $\rho_2 / \rho_1$ :	0,589143
Relación $\rho_a / \rho_1$ :	0,794339
Relación a/h (Gráfico de Sunde):	<b>2,6</b>
Profundidad primera capa h (Gráfico de Sunde):	1,744186 m
Coefficiente reflexión K:	-0,25854

Fuente: Macro Excel CENS. Elaborado por el autor.

**Gráfica 38-A. Curva de resistividad aparente-Terreno 4.**



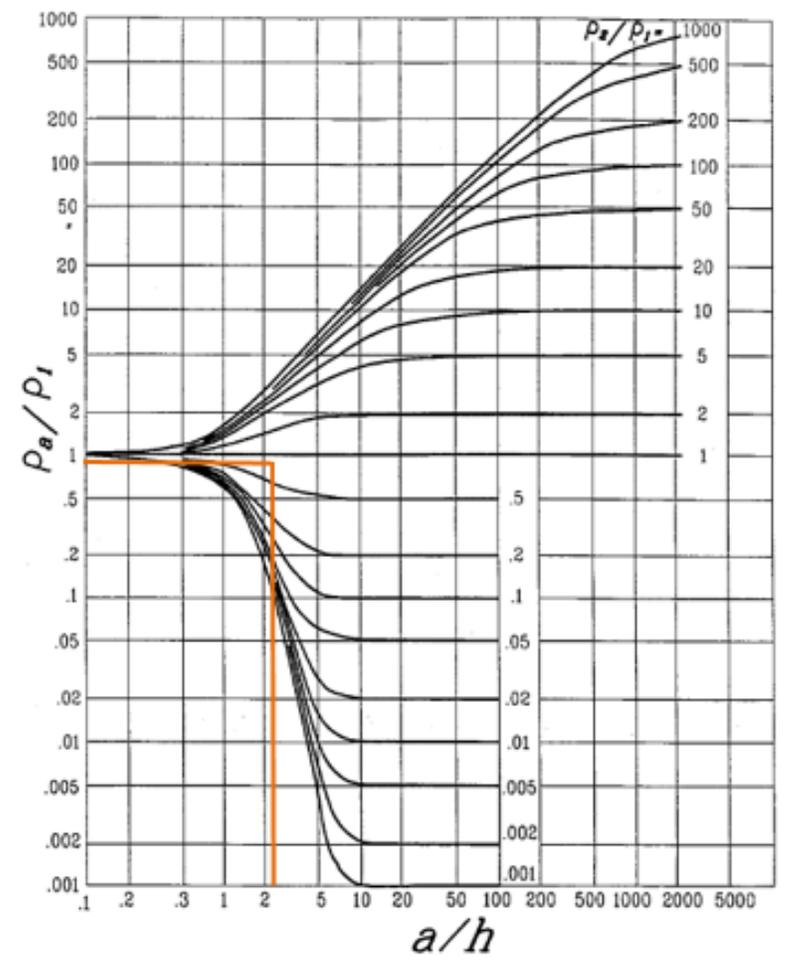
Fuente: Macro Excel CENS. Elaborado por el autor.

**Tabla 78-A. Obtención de resistividad aparente.**

Ecuación polinomio obtenido:	$y=ax^3+bx^2+cx+d$			
Coefficientes:	<b>a</b>	<b>b</b>	<b>c</b>	<b>d</b>
Valor:	6,2153	-84,557	306,92	125,79
Punto de inflexión:	4,5348843			
Distancia entre electrodos:	4,5348843	m		
Resistividad aparente:	358,35031	$\Omega \cdot m$		

Fuente: Macro Excel CENS. Elaborado por el autor.

**Gráfica 39-A. Ubicación de  $a/h$ , curva de sunde - Terreno 4.**



Fuente: Macro Excel CENS. Elaborado por el autor.

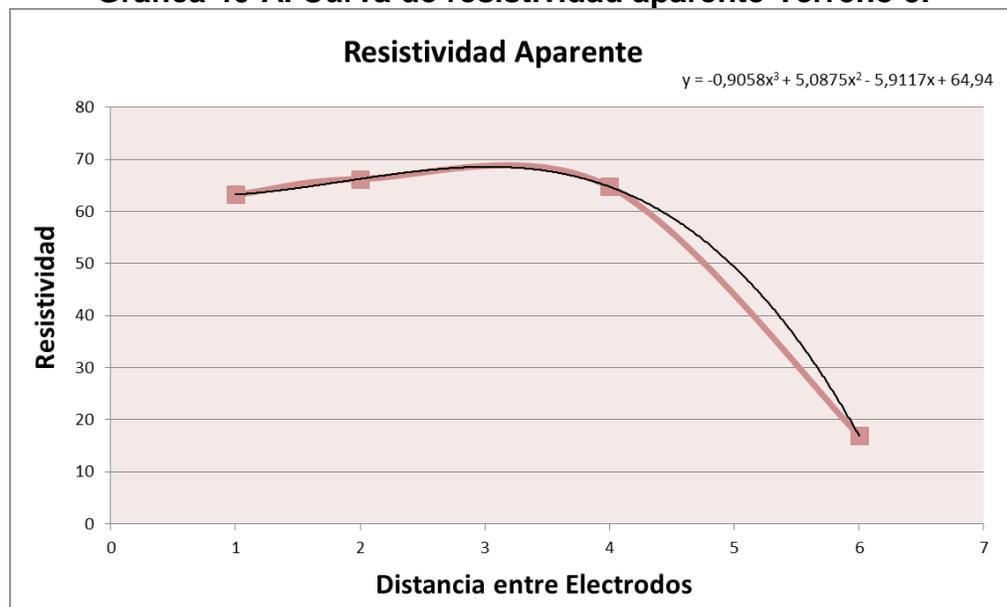
## Modelamiento para el terreno 5 - 1T04234.

**Tabla 79-A. Datos calculados modelo del suelo de dos capas-Terreno 3.**

2.- Modelo suelo de dos capas	
Valores medidos de resistividad:	
Distancia entre electrodos:	insertar valores en Tabla 1
Resistividad aparente $\rho_a$ :	<b>65,76032</b> $\Omega \cdot m$
Distancia entre electrodos para resistividad aparente a:	1,872194 m
Resistividad capa superior $\rho_1$ :	<b>66,22</b> $\Omega \cdot m$
Resistividad capa inferior $\rho_2$ :	<b>16,96</b> $\Omega \cdot m$
Relación $\rho_2 / \rho_1$ :	0,256116
Relación $\rho_a / \rho_1$ :	0,993058
Relación a/h (Gráfico de Sunde):	<b>0,8</b>
Profundidad primera capa h (Gráfico de Sunde):	2,340243 m
Coefficiente reflexión K:	-0,59221

Fuente: Macro Excel CENS. Elaborado por el autor.

**Gráfica 40-A. Curva de resistividad aparente-Terreno 5.**



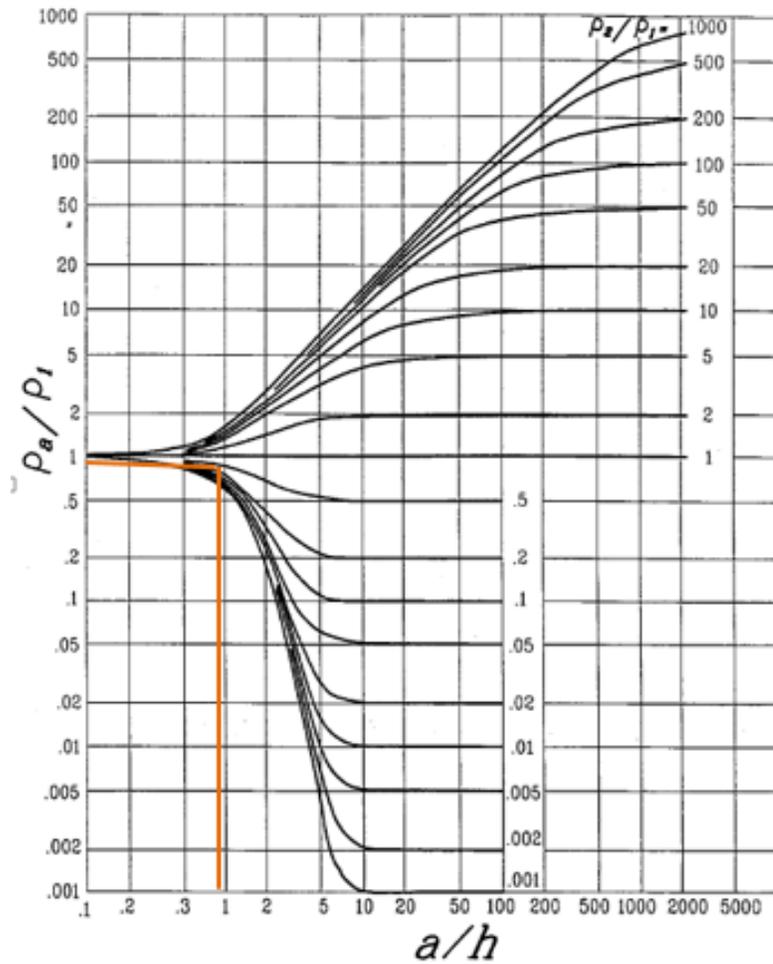
Fuente: Macro Excel CENS. Elaborado por el autor.

**Tabla 80-A. Obtención de resistividad aparente.**

Ecuación polinomio obtenido:	$y=ax^3+bx^2+cx+d$			
Coefficientes:	a	b	c	d
Valor:	-0,9058	5,0875	-5,9117	64,94
Punto de inflexión:	1,872194			
Distancia entre electrodos:	1,872194	m		
Resistividad aparente:	65,760317	$\Omega \cdot m$		

Fuente: Macro Excel CENS. Elaborado por el autor.

**Gráfica 41-A. Ubicación de  $a/h$ , curva de sunde - Terreno 5.**

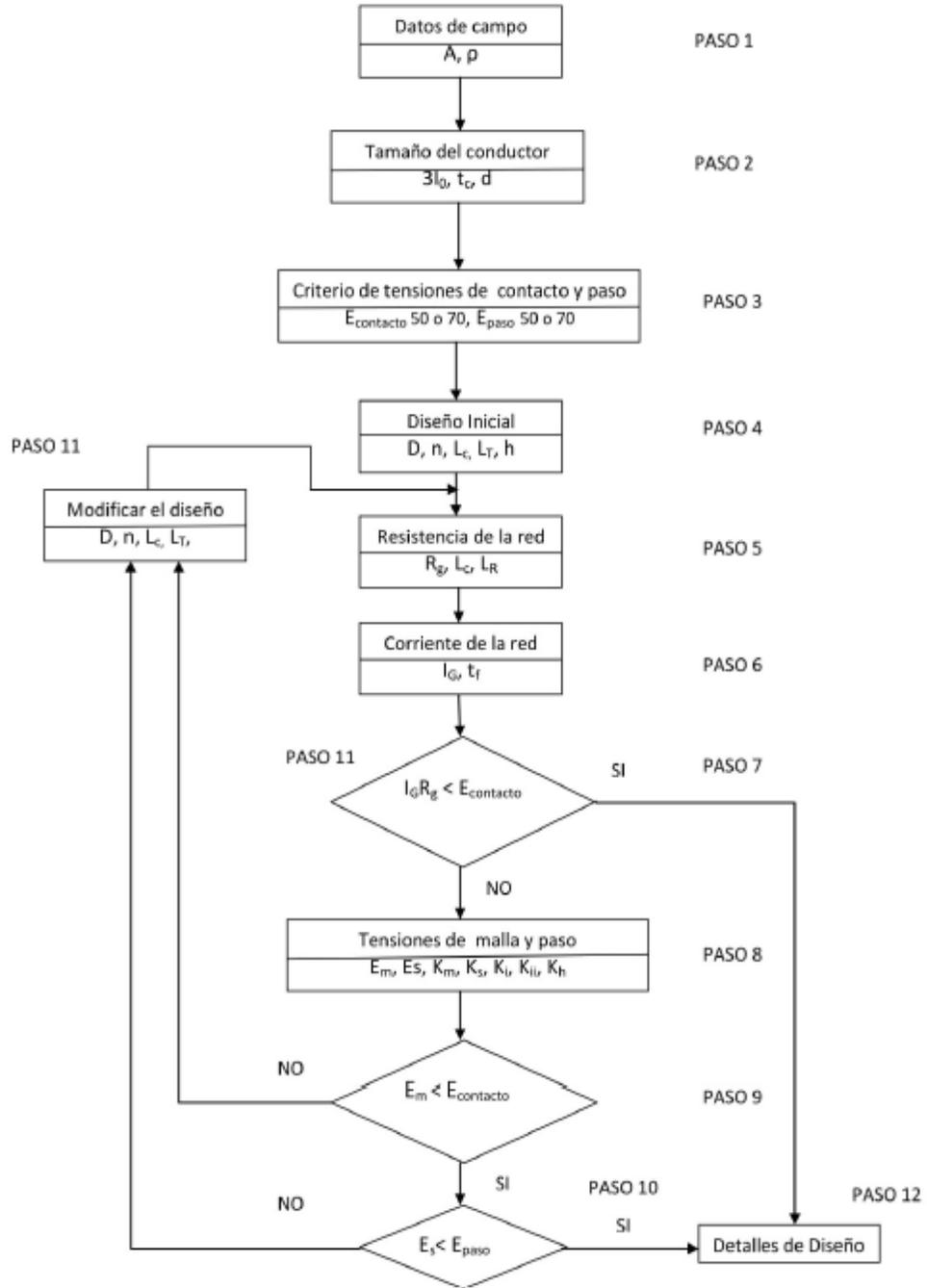


Fuente: Macro Excel CENS. Elaborado por el autor.

## **Anexo B**

### **TABLAS Y FIGURAS**

Figura 19-B. Diagrama de bloques del procedimiento del diseño según el estándar IEEE 80-2013.



Fuente: Proyecto técnico investigativo [8].

**Tabla 81. Constantes de los materiales conductores.**

DESCRIPTION	Material conductivity (%)	$\alpha_r$ factor at 20°C (1/°C)	$K_0$ at 0°C (0°C)	Fusing temperature $T_m$	$\rho_r$ 20°C ( $\mu\Omega\cdot\text{cm}$ )	TCAP thermal capacity [J/(cm <sup>3</sup> ·°C)]	Kf
Copper, annealed soft-drawn	100	0,00393	234	1083	1,72	3,42	7
Copper, commercial hard-drawn	97	0,00381	242	1084	1,78	3,42	7,06
Cooper-clad steel wire	40	0,00378	245	1084	4,4	3,85	10,45
Cooper-clad steel wire	30	0,00378	245	1084	5,86	3,85	12,06
Cooper-clad steel rod	20	0,00378	245	1084	8,62	3,85	14,64
Aluminum, EC grade	61	0,00403	228	657	2,86	2,56	12,12
Aluminum, 5005 alloy	53,5	0,00353	263	652	3,22	2,6	12,41
Aluminum, 6201 alloy	52,5	0,00347	268	654	3,28	2,6	12,47
Aluminum-clad steel wire	20,3	0,0036	258	657	8,48	3,58	17,2
Steel, 1020	10,8	0,00316	605	1510	15,9	3,28	15,95
Stainless-clad steel rod	9,8	0,0016	605	1400	17,5	4,44	14,72
Zinc-coated steel rod	8,6	0,0032	293	419	20,1	3,93	28,96
Stainless steel, 304	2,4	0,0013	749	1400	72	4,03	30,05

Fuente: Sistemas de puesta a tierra [6].

**Tabla 82. Dimensiones típicas de los conductores de puesta a tierra.**

CALIBRE DEL CONDUCTOR		AREA NOMINAL	DIAMETRO
MCM	AWG	mm <sup>2</sup>	m
350		177,35	0,015
300		152,01	0,0139
250		126,68	0,0127
211,6	4/0	107,22	0,0117
167,8	3/0	85,03	0,0104
133,1	2/0	67,44	0,0093

Fuente: Sistemas de puesta a tierra [6].