ANÁLISIS DE FALLAS POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN LOCAL (SDL) DE CENS EN LAS DERIVACIONES MÁS FALLADAS DEL CIRCUITO PALDONJUANA A 13,2 kV DE LA REGIONAL PAMPLONA PARA MEJORAR LOS ÍNDICES DE CALIDAD SAIDI Y SAIFI

HELFAR FREDID RICO RAMÍREZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE TELECOMUNICACIONES
MAESTRÍA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
BUCARAMANGA
2020

ANÁLISIS DE FALLAS POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN LOCAL (SDL) DE CENS EN LAS DERIVACIONES MÁS FALLADAS DEL CIRCUITO PALDONJUANA A 13,2 kV DE LA REGIONAL PAMPLONA PARA MEJORAR LOS ÍNDICES DE CALIDAD SAIDI Y SAIFI

HELFAR FREDID RICO RAMÍREZ

Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de Magíster en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica

Director:
JULIO CÉSAR CHACÓN VELASCO
Maestría En Potencia Eléctrica

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE TELECOMUNICACIONES
MAESTRÍA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
BUCARAMANGA
2020

DEDICATORIA

A Dios por acompañarme en este proyecto, protegerme en cada uno de los viajes que realicé desde mi Pamplona querida a la ciudad de Bucaramanga y recibir la clase de mis profesores quienes impartían su conocimiento. También por enviarme el Espíritu Santo y darme la sabiduría en los momentos difíciles de la carrera.

A mis padres y hermanos a quienes dedico este triunfo por su motivación, sus oraciones y el apoyo brindado especialmente cuando hubo momentos de dificultad y no me dejaron tirar la toalla.

A Elid Rocío, mi gran amor y a los frutos de nuestro amor; Gabriela Isabel, Ángela Rocío y Helfar Camilo los motores de mi vida quienes me apoyaron incondicionalmente en esta locura llamada Pasión por el conocimiento. A ellos quienes sacrificaron mi compañía por muchos fines de semana, días de estudio y momentos especiales; por eso y mucho más…Gracias

A mis profesores quienes con su vocación imparten los conocimientos buscando sembrar en el estudiante la semilla del aprendizaje. De manera especial saludo a mi director Julio César Chacón Velasco quien estuvo ahí pendiente del proceso y me orientó para llegar a este gran logro.

Al personal administrativo de la universidad quienes se mostraron siempre dispuestos a asesorarme como estudiante para que como en una escalera llegara al último peldaño y hoy pueda compartir este logro con mi familia y con los compañeros de carrera.

A todo el personal de CENS mi gran empresa quienes facilitaron la información, apoyaron en las inspecciones, asesoraron con su conocimiento buscando la satisfacción de nuestros clientes.

A todos un Dios les pague y este paso que doy hoy es un triunfo de todos y debe ser el camino hacia el conocimiento que como egresado de la UIS tengo la obligación de impartir y compartir.

CONTENIDO

Pág.

INTRODUCCIÓN 17
1. GENERALIDADES 20
1.1 ANTECEDENTES 20
1.2 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA 23
1.3 MOTIVACIÓN Y JUSTIFICACIÓN 24
1.4 OBJETIVOS DEL TRABAJO DE APLICACIÓN 26
1.4.1 Objetivo general 26
1.4.2 Objetivos específicos 26
1.5 RESULTADOS DERIVADOS DEL DESARROLLO DEL TRABAJO DE APLICACIÓN 27
1.6 METODOLOGÍA Y PLAN DE TRABAJO 28
1.6.1 Tipo de investigación. 28
1.6.2 Población y muestra. 28
1.6.3 Técnicas e instrumentos de recolección de datos. 28
2. ANÁLISIS DE LOS INFORMES OPERATIVOS DIARIOS DE CENS DE LOS ÚLTIMOS 3 AÑOS PARA IDENTIFICAR LAS FALLAS PRESENTADAS EN LA DERIVACIÓN FSW363 DEL CIRCUITO PALDONJUANA 30
2.1 DIAGNÓSTICO DE LOS ARRANQUES Y TRANSFORMADORES QUE HACEN PARTE DE LA DERIVACIÓN FSW363 DEL CIRCUITO PALDONJUANA DEL SDL DE CENS 30
2.1.1 Fallas en transformadores. 30
2.1.2 Fallas en arranques. 40

2.1.3 Número de usuarios afectados. 48
2.2 ANÁLISIS DE LOS ARRANQUES Y TRANSFORMADORES QUE HACEN PARTE DE LA DERIVACIÓN FSW363 DEL CIRCUITO PALDONJUANA DEL SDL DE CENS 51
2.2.1 Transformadores. 52
2.2.1.1 Causa actúa fusible. 52
2.2.1.2 Causa falla en transformador. 54
2.2.1.3 Causa falla poste y/o estructura. 56
2.2.1.4 Fallas en la red. 57
2.2.1.5 Transformador fallado. 58
2.2.1.6 Transformadores con más duración de desconexión 60
2.2.1.7 Arranques 63
3. PLAN DE MEJORAMIENTO DEL CIRCUITO PALDONJUANA CENTRANDO EL ANÁLISIS E INTERVENCIÓN EN LAS SALIDAS TEMPORALES CLASIFICADAS COMO CAUSA DESCONOCIDA O DESCARGAS ATMOSFÉRICAS 68
3.1 INFORME INICIAL DEL CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN 68
3.1.1 Costos de Intervención derivación FSW363. 80
3.2 PLAN DE MEJORAMIENTO AL CIRCUITO PALDONJUANA 80
4. PRUEBAS DE AISLAMIENTO EN LABORATORIOS DE ALTA TENSIÓN 87
4.1 DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS DE AISLAMIENTO ELÉCTRICO PARA AISLADORES TIPO PIN Y SUSPENSIÓN DESMANTELADOS EN LA DERIVACIÓN FSW363 DEL CIRCUITO PALDONJUANA. 87
4.1.1 Pruebas de aislamiento Laboratorio LEMAT-CENS. 87
4.1.2 Pruebas de aislamiento Laboratorio de Alta Tensión-UIS. 89
5. DESCARGAS ATMOSFÉRICAS Y SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA 92
5.1 VERIFICACIÓN DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EN TRANSFORMADORES Y ARRANQUES NFORME INICIAL DEL CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN 92
5.1.1 Verificación de descargas atmosféricas en transformadores y arranques... 93

5.1.2 Verificación de descargas atmosféricas en transformadores. 93
5.2 CONSIDERACIONES DE ORDEN PRÁCTICO PARA MEDICIONES DE RESISTIVIDAD EN TERRENO 99
5.2.1 Registros de mediciones de resistividad. 99
5.2.2 Calculo de SPT. 99
5.3 RECOMENDACIONES PARA SPT EN SECTORES CRÍTICOS 101
5.3.1 Mantenimiento a un SPT 103
5.4 OTRAS RECOMENDACIONES PARA LOS SPT Y SUS ELEMENTOS 103
6. ESQUEMA DE PROTECCIONES AJUSTADO EN LAS DERIVACIONES FSW363 DEL CIRCUITO PALDONJUANA PARA MINIMIZAR SALIDAS POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS O CAUSA DESCONOCIDA 106
6.1 SALIDAS POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS O CAUSA DESCONOCIDA 106
6.2 ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES AGUAS ABAJO DEL ARRANQUE FSW363 DEL CIRCUITO PALDONJUANA DEL SDL DE CENS .. 106
6.2.1 Casos críticos de coordinación en El Ramal. 108
6.2.2 Fusibles propuestos para transformadores aguas abajo de los cortacircuitos FSW363. 115
6.2.3 Protección propuesta para transformadores y arranques aguas abajo del arranque FSW363. 117
7. IMPACTO DE LAS SALIDAS FORZADAS EN LOS INDICADORES DE CALIDAD SAIDI Y SAIFI EN EL CIRCUITO PALDONJUANA 131
7.1 GENERALIDADES SAIDI Y SAIFI EN CENS 131
7.2 IMPACTO EN LOS INDICADORES DE CALIDAD SAIDI Y SAIFI 135
7.2.1 Caso hipotético para el primer escenario. 136
8. CONCLUSIONES 141
BIBLIOGRAFÍA 143
ANEXOS 147

LISTA TABLAS

Pág.

Tabla 1. Indicadores y plazos de los resultados del proyecto. 27
Tabla 2. Número de fallas en los transformadores del circuito PALDONJUANA en meses de los años 2016, 2017 y 2018. 31
Tabla 3. Número de fallas en los transformadores de la derivación FSW363 en meses de los años 2016, 2017 y 2018. 33
Tabla 4. Duración de las fallas en los transformadores del circuito PALDONJUANA. 36
Tabla 5. Duración de las fallas en los transformadores de la derivación FSW363 38
Tabla 6. Número de fallas en los arranques del circuito PALDONJUANA en meses de los años 2016, 2017 y 2018. 40
Tabla 7. Número de fallas en los arranques de la derivación FSW363 en meses de los años 2016, 2017 y 2018 42
Tabla 8. Duración de fallas en los arranques del circuito PALDONJUANA en meses de los años 2016, 2017 y 2018 46
Tabla 9. Duración de fallas en los arranques de la derivación FSW363 en meses de los años 2016, 2017 y 2018. 47
Tabla 10. Número de usuarios aguas abajo de la derivación FSW363. 49
Tabla 11. Transformadores ordenados según la duración de la interrupción 61
Tabla 12. Arranques ordenados según la duración de la interrupción. 64
Tabla 13. Jerarquización de transformadores por duración de desconexión por descargas atmosféricas 70
Tabla 14. Criticidad de transformadores. 71
Tabla 15. Criticidad de arranques 73
Tabla 16. Clasificación e impacto del evento. 75

Tabla 17. Eventos en los arranques 2018 76
Tabla 18. Eventos en los transformadores 2018..... 77
Tabla 19. Costos derivación FSW363..... 80
Tabla 20. Plan de mejoramiento al circuito PALDONJUANA..... 81
Tabla 21. Análisis de causa raíz – árbol de fallas. 82
Tabla 22. Análisis de causa raíz – impacto..... 85
Tabla 23. Informe de ensayos a elementos, herramientas y equipos. 88
Tabla 24. Resultados de las pruebas de tensión de flameo en baja frecuencia en seco y tensión sostenida en húmedo a baja frecuencia emitidos por el Laboratorio de Ensayos, Metrología y Asistencia Técnica de CENS. 89
Tabla 25. Resultado prueba de laboratorio para determinar tensión de chispa para aislador tipo PIN modelo ANSI 55-8216 90
Tabla 26. Resultado prueba de laboratorio para determinar tensión de flameo de baja frecuencia en seco para aislador tipo PIN ANSI 55-8216. 90
Tabla 27. Resumen descargas atmosféricas en transformadores 2016, 2017 y 2018 94
Tabla 28. Muestra de descargas atmosféricas en transformadores años 2016, 2017 y 2018 94
Tabla 29. Resumen descargas atmosféricas en arranques 2016, 2017 y 2018. .. 96
Tabla 30. Muestra descargas atmosféricas en arranques años 2016, 2017 y 2018. 97
Tabla 31. Puntos críticos seleccionados para mediciones de resistividad por salidas forzadas por descargas atmosféricas. 98
Tabla 32. Mantenimiento a un SPT..... 103
Tabla 33. Corrientes de fallas en los arranques aguas abajo del arranque FSW363 108
Tabla 34. Selección de las protecciones para la coordinación del transformador 1T10164..... 110
Tabla 35. Selección de las protecciones para la coordinación del transformador 1T12450..... 113

Tabla 36. Selección de los fusibles de protección para todos los transformadores aguas debajo del arranque FSW363. 115
Tabla 37. Selección de las protecciones para la primera zona 118
Tabla 38. Selecciones de las protecciones para la segunda zona. 119
Tabla 39. Selección de las protecciones para la tercera zona. 120
Tabla 40. Selección de las protecciones para la cuarta zona 121
Tabla 41. Selección de las protecciones para la quinta zona. 122
Tabla 42. Selección de las protecciones para la sexta zona. 123
Tabla 43. Selecciones de las protecciones para la séptima zona. 124
Tabla 44. Selección de las protecciones para la octava zona 125
Tabla 45. Selección de las protecciones para la novena zona. 126
Tabla 46. Selecciones de las protecciones para la décima zona. 127
Tabla 47. Selección de las protecciones para la onceava zona. 128
Tabla 48. Selección de las protecciones para la doceava zona. 129
Tabla 49. Impacto en los indicadores SAIDI Y SAIFI hasta FSW364. 137
Tabla 50. Impacto en los indicadores SAIDI Y SAIFI hasta SW3748. 138
Tabla 51. Impacto en los indicadores SAIDI y SAIFI hasta el arranque PASW3746. 138
Tabla 52. Usuarios afectados hasta el arranque FSW364. 139

LISTA DE FIGURAS

Pág.

Figura 1. Número de fallas en los transformadores del circuito PALDONJUANA en meses durante los años 2016, 2017 y 2018. 32
Figura 2. Número de fallas en los transformadores de la derivación FSW363 en meses de los años 2016, 2017 y 2018. 33
Figura 3. Número de fallas en la derivación FSW363 del año calendario 2016.... 34
Figura 4. Número de fallas en la derivación FSW363 del año calendario 2017.... 35
Figura 5. Número de fallas en la derivación FSW363 del año calendario 2016.... 35
Figura 6. Duración de fallas en los transformadores del circuito PALDONJUANA en meses de los años 2016, 2017 y 2018. 37
Figura 7. Duración de fallas en los transformadores de la derivación FSW363 en meses de los años 2016, 2017 y 2018 39
Figura 8. Número de fallas en los arranques del circuito PALDONJUANA en meses de los años 2016, 2017 y 2018 41
Figura 9. Número de fallas en los arranques de la derivación FSW363 en meses de los años 2016, 2017 y 2018..... 42
Figura 10. Número de fallas en la derivación FSW363 del año calendario 2016.. 44
Figura 11. Número de fallas en la derivación FSW363 del año calendario 2017.. 44
Figura 12. Número de fallas en la derivación FSW363 del año calendario 2018.. 45
Figura 13. Duración de fallas en los arranques del circuito PALDONJUANA en meses de los años 2016, 2017 y 2018. 46
Figura 14. Duración de fallas en los arranques de la derivación FSW363 en meses de los años 2016, 2017 y 2018..... 48
Figura 15. SAIDI derivación FSW363. 50
Figura 16. SAIFI derivación FSW363..... 50

Figura 17. Cantidad de eventos por causa de actúa fusible. 52
Figura 18. Subcausas de actúa fusible. 52
Figura 19. Eventos vs duración de las subcausas de actúa fusible. 53
Figura 20. Cantidad de eventos por causa falla en transformador. 54
Figura 21. Subcausas de falla en transformador. 54
Figura 22. Eventos vs duración de las subcausas de falla en transformador. 55
Figura 23. Falla poste y/o estructura. 56
Figura 24. Eventos vs duración de las subcausas de falla poste y/o estructura. .. 56
Figura 25. Cantidad de eventos por causa falla en la red. 57
Figura 26. Subcausas de fallas en la red. 57
Figura 27. Eventos vs duración de las subcausas de fallas en la red. 58
Figura 28. Cantidad de eventos por causa transformador fallado 59
Figura 29. Subcausas de transformador fallado 59
Figura 30. Eventos vs duración de las subcausas de transformador fallado 60
Figura 31. Transformadores con más tiempo de indisponibilidad y sus causas de falla 2016. 61
Figura 32. Transformadores con más tiempo de indisponibilidad y subcausas de falla 2017. 62
Figura 33. Transformadores con más tiempo de indisponibilidad y subcausas de falla 2018. 63
Figura 34. Cantidad de eventos por causas en arranques. 63
Figura 35. Número de causas vs duración en horas 64
Figura 36. Arranques con más tiempo de indisponibilidad y subcausas de falla 2016. 65
Figura 37. Arranques con más tiempo de indisponibilidad y subcausas de falla 2017. 66
Figura 38. Arranques con más tiempo de indisponibilidad y sus causas de falla 2018. 67
Figura 39. Cantidad de transformadores fallados para cada uno de los circuitos de CENS - Norte de Santander 69

Figura 40. Jerarquización de transformadores por duración de desconexión por descargas atmosféricas 71
Figura 41. Criticidad de transformadores 2018. 72
Figura 42. Criticidad de arranques 2018. 73
Figura 43. Imágenes tomadas con Dron: Postes, red M.T y transformadores. 74
Figura 44. Árbol de fallas. 86
Figura 45. Evento 23 de noviembre de 2018 07:03 horas en Transformador 1T04263 según informe Operativo de CENS 95
Figura 46. Evento 16 de abril de 2018. Transformador 1T04263 95
Figura 47. Evento 5 de abril de 2018. Arranque FSW364 97
Figura 48. Evento 9 de noviembre de 2018. Arranque PASW3746. 98
Figura 49. Recorrido de coordinación de equipos, para el transformador 1T10164 de 225 kVA. 109
Figura 50. Cortocircuito trifásico máxima a 0 Ω, en el transformador 1T10164. . 111
Figura 51. Cortocircuito monofásico máxima a 2 Ω, en el transformador 1T10164 111
Figura 52. Recorrido de coordinación de equipos, para el transformador 1T12450 de 150 kVA. 112
Figura 53. Cortocircuito trifásica máxima a 0 Ω, en el transformador 1T12450. . 114
Figura 54. Cortocircuito monofásico máxima a 2 Ω, en el transformador 1T12450 114
Figura 55. Segunda zona aguas abajo del arranque FSW363. 118
Figura 56. Segunda zona aguas abajo del arranque FSW363. 119
Figura 57. Tercera zona aguas abajo del arranque FSW363. 120
Figura 58. Cuarta zona aguas abajo del arranque FSW363. 121
Figura 59. Quinta zona aguas abajo del arranque FSW363. 122
Figura 60. Sexta zona aguas abajo del arranque FSW363. 123
Figura 61. Séptima zona aguas abajo del arranque FSW363. 124
Figura 62. Octava zona aguas abajo del arranque FSW363. 125
Figura 63. Novena zona aguas abajo del arranque FSW363. 126

Figura 64. Décima zona aguas abajo del arranque FSW363. 127
Figura 65. Onceava zona aguas abajo del arranque FSW363. 128
Figura 66. Doceava zona aguas abajo del arranque FSW363. 129
Figura 67. Panorama de los indicadores de calidad a diciembre de 2018. 132
Figura 68. Análisis SAIDI anual. 133
Figura 69. Análisis SAIFI anual. 133
Figura 70. Análisis SAIDI anual. 135
Figura 71. Análises SAIDI anual. 135
Figura 72. Conexión al transformador 1T04263. 136
Figura 73. Unifilar de posibles escenarios de falla. 137
Figura 74. Impacto indicador SAIDI. 140

LISTA DE ANEXOS

Pág.

ANEXO A. Informe inicial del circuito de distribución.....147
ANEXO B. Análisis de causa raíz. 168
ANEXO C. Montaje de las pruebas de aislamiento y especificaciones técnicas de las muestras - Laboratorio LEMAT-CENS. 169
ANEXO D. Consideraciones para mediciones de resistividad en terreno. 185
ANEXO E. Formato para registro de mediciones de resistividad. 202
ANEXO F. Malla tierra punto 3. Filtro de Onda 209
ANEXO G. Malla Tierra, estructura, Filtro de onda. 212
ANEXO H. Malla tierra transformador 1T04258. 215
ANEXO I. Malla tierra transformador 1T04263. 218
ANEXO J. Malla tierra transformador 1T04264.....221
ANEXO K. Principios y objetivos de la coordinación de protecciones 224

RESUMEN

TÍTULO: ANÁLISIS DE FALLAS POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN LOCAL (SDL) DE CENS EN LAS DERIVACIONES MÁS FALLADAS DEL CIRCUITO PALDONJUANA A 13,2 kV DE LA REGIONAL PAMPLONA PARA MEJORAR LOS ÍNDICES DE CALIDAD SAIDI Y SAIFI.*

AUTOR: HELFAR FREDID RICO RAMÍREZ.**

PALABRAS CLAVE: Análisis, Falla, SAIDI, SAIFI, Descargas atmosféricas, SPT, CREG, AOM.

DESCRIPCIÓN:
El trabajo de este proyecto se realizó a partir de la necesidad de establecer las causas de fallas recurrentes en un circuito de distribución de CENS como operador de red y que busca proponer acciones para mitigarlas o corregirlas.

Se toma como base la información suministrada por CENS de los 3 últimos años en un archivo denominado: *Informe Operativo Diario*, el cual se consolidó y analizó estableciendo causas y subcausas de las fallas en transformadores y arranques. De allí se seleccionaron los circuitos más fallados para su análisis de causa raíz y la técnica de árbol de falla mediante la metodología de gestión de activos. Se realizaron inspecciones con dron, se establecieron costos AOM y matriz de probabilidad vs consecuencia y se intervino el circuito mediante consignas para trabajos operativos que permitiera la toma de muestras de resistividad del terreno datos que se usaron para los cálculos del SPT que mitiguen las salidas forzadas por descargas atmosféricas.

En una de las fases del proyecto se realizaron mediciones en los laboratorios de alta tensión de la UIS y de CENS; pruebas aplicadas a elementos bajados de la red para comprobar los parámetros de acuerdo a las normas y fabricantes.

Finalmente utilizando el software Digsilent Power Factory se simularon fallas monofásicas y trifásicas para que con el esquema salva fusibles se implemente una efectiva coordinación de protecciones y así mejorar los indicadores de calidad SAIDI y SAIFI. El aporte de este trabajo de aplicación finalmente es proponer alternativas de solución a la criticidad por desconexiones no programadas que al implementar SPT efectivos y una correcta coordinación de protecciones, afectaría al menor número de usuarios en el menor tiempo posible.

---

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Maestría en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica. Director: Julio César Chacón Velasco, Maestría En Potencia Eléctrica

ABSTRACT

TITLE: ANALYSIS OF FAILURES DUE TO ATMOSPHERIC DISCHARGES IN THE LOCAL DISTRIBUTION SYSTEM (SDL) OF CENS IN THE MOST FAILED BYPASSES OF THE PALDONJUANA CIRCUIT AT 13.2 kV OF THE REGIONAL PAMPLONA TO IMPROVE THE SAIDI AND SAIFI QUALITY INDICES.*

AUTHOR: HELFAR FREDID RICO RAMÍREZ**

KEY WORDS: Analysis, Failure, SAIDI, SAIFI, Atmospheric Discharges, SPT, CREG, AOM.

DESCRIPTION:
The work of this project was carried out from the need to establish the causes of recurring failures in a CENS distribution circuit as a network operator that seeks to propose actions to mitigate or correct them.

The information provided by CENS for the last 3 years is taken as a basis in a file called: *Daily Operating Report* which was consolidated and analyzed, establishing causes and sub-causes of failures in transformers and start-ups. From there, the most failed circuits were selected for their root cause analysis and the fault tree technique using the asset management methodology. Drone inspections were carried out, AOM costs and probability vs. consequence matrix were established and the circuit was intervened through instructions for operational work that would allow the taking of soil resistivity samples, data that was used for the SPT calculations that mitigate the outputs forced by atmospheric discharges.

In one of the phases of the project, measurements were carried out in the high voltage laboratories of the UIS and CENS; tests applied to elements downloaded from the network to check the parameters according to the standards and manufacturers.

Finally, using the Digsilent Power Factory software, single-phase and three-phase faults were simulated so that with the fuse-saving scheme an effective protection coordination is implemented and thus improve the SAIDI and SAIFI quality indicators. The contribution of this application work is to propose alternative solutions to criticality due to unscheduled disconnections that, by implementing effective SPT and correct protection coordination, would affect the least number of users in the shortest possible time.

---

* Degree work

** Faculty of Physical-Mechanical Engineering. School of Electrical, Electronic and Telecommunications Engineering. Master in Electric Power Distribution Systems. Director: Julio César Chacón Velasco, Master in Electric Power

INTRODUCCIÓN

El marco regulatorio establecido en Colombia por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), para medir la calidad del servicio con sus indicadores Tiempo total promedio de interrupción por usuario en un periodo determinado (SAIDI) y Frecuencia Media de Interrupción por usuario en un periodo determinado (SAIFI) motiva a las empresas de energía eléctrica como operadores de red a centrar los recursos económicos y técnicos hacia la mejora continua logrando de esta manera una excelencia operacional y la satisfacción del cliente.

Las resoluciones CREG 070 de 1998, CREG 097 de 2008, CREG 176 de 2016, CREG 019 de 2017 y recientemente la CREG 015 de 2018 establecen indicadores de calidad cada día más exigentes fijando límites permisibles de discontinuidad tanto en horas como en veces. Se podría hablar de FES (Frecuencia equivalente del servicio) y DES (Duración equivalente del servicio) los cuales se medían a nivel de circuito o Celda, pasando al ITAD (Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad) e IRAD (Índice de Referencia Agrupado de la Discontinuidad) a nivel de transformador y ahora los indicadores internacionales SAIDI (System Average Interruption Duration Index, ó tiempo total promedio de interrupción por usuario) y SAIFI (System Average Interruption Frecuency Index, ó frecuencia media de interrupción por usuario) que se medirán a nivel de usuario, por ello la importancia de esta propuesta de aplicación.

Estos límites permisibles conllevan a una mejora continua en cuanto a la calidad del servicio de energía que prestan los operadores de red, obligándolos a ser más efectivos en sus planes de mantenimiento para garantizar su rentabilidad financiera y que sea reconocido el AOM (Administración, Operación y Mantenimiento) por su eficiencia y que no suceda lo contrario, es decir, que estos recursos se pierdan a través de las compensaciones e incentivos a los usuarios peor servidos.

De esta manera, dando continuidad a los planes de mejoramiento del circuito PALDONJUANA, el presente trabajo de aplicaciòn tuvo como objetivo, analizar los diversos factores que inciden en las fallas en las redes de distribución eléctrica por descargas atmosféricas en la derivación FSW363 del circuito PALDONJUANA con el propósito de formular estrategias de mitigación para el mejoramiento de los indicadores SAIDI y SAIFI.

Por lo tanto, el trabajo se divide en ocho capítulos: el primero, describe los antecedentes, y la base del problema el cual consiste en las fallas recurrentes del circuito PALDONJUANA y la justificaciòn que motiva el desarrollo aplicativo del presente proyecto, el cual basicamente consiste en lograr la prestaciòn de un servicio de calidad y el cumplimiento de los indicadores que exige la CREG y la SSPD (Superintendencia de Servicio Públicos Domiciliarios)

En el segudo capítulo, se analizaron los informes operativos diarios de CENS de los últimos tres años para identificar las fallas presentadas en la derivación FSW363 del circuito PALDONJUANA. El tercer capítulo plantea un plan de mejoramiento para el circuito PALDONJUANA centrando el análisis e intervención en las salidas temporales clasificadas como causa desconocida o descargas atmosféricas. Para ejecutar lo planteado se tomó como referencia el informe de la firma Keraunos compañía dedicada a la innovación tecnológica en predicción de tormentas y que desarrolló estudio de incidencias en descargas eléctricas atmosféricas en los circuitos más críticos del SDL (Sistema de Distribución Local) de CENS y las fallas registradas en los informes operativos diarios en el circuito PALDONJUANA durante los años 2016 al 2018.

En el cuarto capítulo, se compararon los resultados obtenidos en el software de simulación Powerfactory de Digsilent con las pruebas realizadas en los laboratorios de alta tensión de la UIS y de CENS, a los elementos aislados o de protección con

el fin de determinar las diferencias y recomendar la mejor acción técnica que conlleve al mejoramiennto de los indicadores de calidad.

En el quinto capítulo, se describen los sistemas de puesta a tierra propuestos ajustados al sector, basados en las mediciones de resistividad, tendientes a la disminución de fallas por descarga atmosféricas.

Seguidamente en el sexto capítulo, se identificó y propuso un esquema de protecciones ajustado en la derivación FSW363 del circuito PALDONJUANA para minimizar salidas por descargas atmosféricas o causa desconocida.

El séptimo capítulo, permite evaluar el impacto de las salidas forzadas en los indicadores de calidad SAIDI Y SAIFI en la derivación en estudio del circuito PALDONJUANA.

El octavo y último capítulo plasma las conclusiones del estudio realizado en el trabajo de aplicación en el que se pretende mejorar la continuidad y calidad del servicio tendientes a cumplir los límites permisibles de los indicadores de calidad SAIDI y SAIFI establecidos en la resolución CREG 015 de 2018; basados en una efectiva coordinación de protecciones y SPT (Sistema de Puesta a Tierra) efectivos que finalmente redunden en la satisfacción del cliente y mejoramiento de ingresos a la empresa.

El aporte de este trabajo de aplicación finalmente es proponer alternativas de solución a la criticidad del circuito FSW363 por desconexiones no programadas que al implementar SPT efectivos y una correcta coordinación de protecciones afectaría al menor número de usuarios y también durante el menor tiempo posible.

1. GENERALIDADES

1.1 ANTECEDENTES

En la monografía desarrollada de Díaz Navarro, y Pérez Quitián, (2015). Realizaron un estudio técnico para el mejoramiento del actual esquema de protecciones en circuitos enmallados en el nivel de 34,5 kV de la Electrificadora de Santander S.A E.S.P. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas Escuela de Ingenierías Eléctrica, electrónica y de telecomunicaciones. Especialización en sistemas de distribución de energía eléctrica. Bucaramanga.[1]

Analizó el estado del esquema de protecciones de la línea de enmallados de 34,5 kV del Sistema de Distribución Local (SDL) de ESSA, donde se evidenciaron dos oportunidades de mejora, respecto a la selectividad y a los tiempos de despeje de fallas, con el fin de mejorar la calidad del servicio y calidad de la potencia eléctrica que como Operador de Red (OR) debe cumplir en su propósito de brindar un servicio de energía eléctrica con calidad a los usuarios. La propuesta desarrollada, contempla extrapolar el uso de la mensajería GOOSE del protocolo de comunicaciones IEC 61850 utilizada hasta ahora dentro de cada subestación eléctrica, básicamente se plantea crear una red local virtual (VLAN) dedicada a las protecciones del SDL, que en conjunto con un esquema de protecciones propuesto tendrá como resultado un muy buen desempeño de las protecciones de líneas enmalladas de 34,5 kV de ESSA.

[1] DÍAZ NAVARRO, J.L. y PÉREZ QUITIÁN, S.F. Estudio técnico para el mejoramiento del actual esquema de protecciones en circuitos enmallados en el nivel de 34,5 kV de la electrificadora de Santander S.A E.S.P. Universidad Industrial de Santander. 2015

La aplicación de esta propuesta, ayudó a desarrollar un esquema parecido al utilizado en confirmación direccional por la protección de sobre corriente direccional código ANSI (67N), para acelerar los disparos y aumentar la selectividad en la actuación del esquema de protección.

De igual manera, el trabajo de grado Hernández, Gómez, y Peña, (2011). Titulado identificación y localización de fallas en sistemas de distribución, utilizando medidores de calidad del servicio de energía eléctrica. Revista Científica / ISSN 0124 2253/ julio – diciembre de 2011/ No 14 / Bogotá, D.C.[2]

Este artículo presenta una nueva metodología para la identificación y localización de fallas en sistemas de distribución de energía eléctrica, por medio de la implementación de medidores electrónicos que registren la continuidad en el servicio eléctrico. La implementación de los registradores, facilita detectar fallas permanentes o transitorias en redes no homogéneas, proporcionando información sobre puntos débiles de los sistemas de potencia, para luego poder adoptar medidas correctivas con respecto a la duración y frecuencia de las interrupciones, en los circuitos de los sistemas de distribución local.

A través de este mecanismo de regulación de los sistemas desde la generación, comercialización, distribución y operación de la electricidad, se plantea una solución que permita mitigar la discontinuidad del servicio y los cuantiosos costos que producen a los agentes del sector eléctrico y, principalmente, a los usuarios de la energía eléctrica.

[2] GÓMEZ, V.; HERNÁNDEZ, C.; y PEÑA, R. Identificación y localización de fallas en sistemas de distribución, utilizando medidores de calidad del servicio de energía eléctrica. Revista Científica / ISSN 0124 2253/ Julio – diciembre de 2011/ No 14 / Bogotá, D.C. 2011

El trabajo de Peña García, (2008). Análisis de fallas en las líneas de transmisión del grupo empresarial ISA Universidad Tecnológica de Pereira. Facultad de ingenierías eléctrica, electrónica, física y ciencias de la computación programa de ingeniería eléctrica. Pereira.[3]

Las líneas de transmisión que pertenecen al grupo empresarial ISA presentaban en un 20% fallas en las salidas de funcionamiento, algunas de las causas aún no se encuentran establecidas y muchas otras son atribuidas a descargas eléctricas atmosféricas. De acuerdo al estudio realizado, se determinó que varias líneas de ISA pertenecen a circuitos establecidos como de criticidad alta y media según el número de salidas presentadas sobre ellos, por esto el proyecto se basó en realizar una toma de decisiones rápida y acertada sobre cinco de las líneas pertenecientes a dichos circuitos, con el fin de cumplir en cada una de ellas con el indicador de tres salidas por cada cien kilómetros de circuito al año, establecido en la resolución CREG-098 de 2000.

Mediante la realización del proyecto se establecieron algunas propuestas de solución tales como mejoramientos de la puesta a tierra en las torres y modificaciones en las estrategias de mantenimiento aplicadas al circuito, dichas propuestas serán complementadas al realizar la simulación del comportamiento real de la línea en el software T-Flash, el cual evidenciará la afección que presenta el circuito ante descargas eléctricas atmosféricas que son inducidas sobre el circuito de forma aleatoria, proponiendo así soluciones efectivas y económicas que minimicen el impacto de las descargas.

[3] PEÑA GARCÍA, J. Análisis de fallas en las líneas de transmisión del grupo empresarial isa Universidad Tecnológica de Pereira facultad de ingenierías eléctrica, electrónica, física y ciencias de la computación programa de ingeniería eléctrica. Pereira. 2008

Ramírez, Valcárcel, (2006). Determinación de la razón de salida por impacto directo de rayos en la línea de Transmisión. Revista energética Vol. XXVIII, No.1/2007.[4]

Se desarrolla un método de cálculo del índice de salidas por impacto directo de rayos en una línea de transmisión. Basado en el modelo electrogeométrico el índice de salida de una línea, con tiempos de cómputo mucho más pequeños que los requeridos por las técnicas de Montecarlo que con relativa frecuencia se utiliza en este tipo de estudio. Los resultados obtenidos con la determinación de las corrientes críticas por impacto en la torre y en el vano y la determinación por separado de ambos índices de salida, se logra una mayor exactitud en el índice de salidas por impactos directos.

1.2 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)[5] en aras de lograr una mejor calidad y continuidad del servicio mediante las resoluciones 070 de 1998; 097 de 2008 y actualmente 015 de 2018, establece indicadores de calidad que son el racero con el cual se medirán las empresas de energía, actualmente se denominan ITAD y una vez entre en firme la resolución serán SAIDI y SAIFI.[6]

Los reportes de las interrupciones son monitoreados diariamente mediante los formatos que los OR deben subir al S.U.I. (Sistema Único de Información) donde se registran todos los eventos forzados y no forzados en el S.D.L. cuando se

[4] RAMÍREZ, A.; VALCÁRCEL, Á. Determinación de la razón de salida por impacto directo de rayos en la línea de Transmisión. Revista energética Vol. XXVIII, No.1/2007. 2006
[5] CREG, 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. Recuperado de
[6] CREG, Resoluciones CREG 070 de 1998, CREG 096 de 2000, CREG 084 de 2002, CREG 097 de 2008, CREG 015 de 2018.

sobrepasan los límites permisibles se deben compensar a los usuarios peor servidos y en algunos casos generando riesgos financieros a las empresas.

Dadas estas consideraciones, es necesario que CENS – Grupo EPM, de atención a las fallas presentadas en el circuito PALDONJUANA de la regional Pamplona, evidenciado por el aumento en las quejas de los usuarios y atención a fallas presentadas que diariamente maneja la compañía, por lo tanto se continuará con el análisis de las fallas temporales del circuito PALDONJUANA evaluando los puntos críticos para mejorar la confiabilidad del sistema, el cual durante el año 2016 y primer semestre de 2017 incumplió con los índices de referencia de discontinuidad del servicio especialmente en lo referente a número de salidas o recierres del circuito.

De esta manera, planteada la problemática, el desarrollo de la presente propuesta pretende dar respuesta al siguiente interrogante:

¿Cómo minimizar las fallas en los puntos críticos del circuito PALDONJUANA del SDL, CENS Regional Pamplona?

1.3 MOTIVACIÓN Y JUSTIFICACIÓN

Los elementos que componen un sistema eléctrico están expuestos a condiciones de falla, las líneas de transmisión y distribución son las más expuestas a estas condiciones dentro de las cuales se tienen principalmente el desgaste en los equipos, descargas atmosféricas, podas o talas de árboles, elementos extraños en la red como cometas o animales, aumento de cargas y nuevos clientes, las cuales tienen repercusiones negativas en la vida útil de conductores y máquinas como transformadores e interruptores.

En el circuito PALDONJUANA, se han presentado diferentes escenarios operativos por fallas externas e internas que han afectado la continuidad del servicio y aumentado las quejas de los usuarios y atención a las fallas presentadas durante los años 2015, 2016, 2017 y primer semestre de 2018, esto debido a una inadecuada operación de las protecciones y la demora en los tiempos de despeje y ubicación del punto exacto de la falla, junto a la topología de la red y a las zonas de difícil acceso.

La presente propuesta tiene como objetivo principal, la localización de fallas en el sistema de distribución del circuito e identificar los puntos de mayor criticidad, evaluar sus causas y realizar el mantenimiento tanto preventivo como correctivo lo que permitirá contar con un adecuado esquema de protecciones para aislar las fallas que se presenten y actuar en tiempos de despeje rápidos, esto se logra realizando un estudio detallado que permita prestar un servicio seguro, confiable y de calidad a los usuarios del circuito PALDONJUANA de CENS EPM Regional Pamplona.

Los sistemas de protecciones en los sistemas eléctricos, permiten detectar el problema inmediatamente y aislar la sección afectada, permitiendo así que el resto del sistema eléctrico permanezca en servicio y limitar la posibilidad de daño a los otros equipos y de discontinuidad del servicio. La identificación de las fallas en el servicio permitirá brindar la continuidad en la Distribución de Energía Eléctrica, dentro de los niveles de calidad establecidos por la Comisión y Regulación de Energía y Gas.

Históricamente cuando se habla de mantenimiento en el sistema de distribución se realiza el cambio o reemplazo de aislamiento DPS, electrodos de puesta a tierra sin un análisis previo o posterior a los elementos desmontados de la red lo que puede estar generando sobrecostos a la empresa ya que la inversión puede estar por

encima de los costos reconocidos por Administración, Operación y Mantenimiento (AOM).

También dado a la entrada en vigencia de la solución CREG 015 DE 2018, donde se debe tener un plan de inversiones surge la necesidad y motivación para el desarrollo de este proyecto y sus alternativas de solución.

1.4 OBJETIVOS DEL TRABAJO DE APLICACIÓN

1.4.1 Objetivo general. Analizar los diversos factores que inciden en las fallas en las redes de distribución eléctrica por descargas atmosféricas en la derivación FSW363 del circuito PALDONJUANA con el propósito de formular estrategias de mitigación para el mejoramiento de los indicadores SAIDI y SAIFI.

1.4.2 Objetivos específicos

- Analizar los informes operativos diarios de CENS de los últimos 2 años para identificar las fallas presentadas en la derivación FSW363 del circuito PALDONJUANA

- Continuar el plan de mejoramiento del circuito PALDONJUANA centrando el análisis e intervención en las salidas temporales clasificadas como causa desconocida o descargas atmosféricas.

- Comparar los resultados obtenidos en el software de simulación Powerfactory de Digsilent con las pruebas realizadas en el laboratorio de alta tensión para determinar las diferencias y recomendar la mejor opción.

- Proponer sistemas de puesta a tierra ajustados al sector analizado basado en las mediciones de resistividad tomados tendientes a la disminución de fallas por descarga atmosféricas.

- Identificar y proponer un esquema de protecciones ajustado en la derivación FSW363 del circuito PALDONJUANA. Para minimizar salidas por descargas atmosféricas o causa desconocida.

- Evaluar el impacto de las salidas forzadas en los indicadores de calidad SAIDI Y SAIFI en el circuito PALDONJUANA.

1.5 RESULTADOS DERIVADOS DEL DESARROLLO DEL TRABAJO DE APLICACIÓN

Los medios de verificación del logro del trabajo de aplicación son los siguientes:

Tabla 1. Indicadores y plazos de los resultados del proyecto.

RESULTADO	INDICADOR VERIFICABLE	MES (No.)
Eliminación de causas desconocidas.	Análisis del informe del año 2018	6
Sistemas de puesta a tierra ajustados a los circuitos críticos de la derivación FSW363 en la regional Pamplona.		7
Esquema de protecciones ajustado a la derivación crítica FSW363 del circuito PALDONJUANA en la regional Pamplona.	Métodos de prevención de la falla	8

1.6 METODOLOGÍA Y PLAN DE TRABAJO

1.6.1 Tipo de investigación. El tipo de trabajo realizado fue de aplicación, por medio de trabajo de campo, para la recolección de datos se utilizaron técnicas como inspección visual, drones, mediciones y trabajos operativos con personal a cargo del proceso de mantenimiento de la Subgerencia de Distribución. También se realizaron pruebas en los laboratorios de Alta Tensión de CENS y de la Universidad Industrial de Santander.

1.6.2 Población y muestra. Se analizó la derivación FSW363 del circuito PALDONJUANA del circuito compuesto por 52 transformadores y que da servicio 225 usuarios aproximadamente.

1.6.3 Técnicas e instrumentos de recolección de datos. Para el logro del objetivo general y los específicos se utilizaron las técnicas de observación Directa: Mediante inspecciones por parte del personal técnico y drones.

- Trabajo de campo: Mediciones de resistividad del terreno y trabajos técnicos asociados a planes operativos y consignaciones locales.
- Trabajo en laboratorio: Simulación de fallas fase tierra y fase neutro. También se realizaron ensayos a elementos desmontados de la red tales instalados como aisladores tipo pin y de suspensión y DPS.
- Análisis de información: Se realizaron análisis a las diferentes causas de falla, mediante la metodología de gestión de activos para análisis de falla.
- Entrevistas: Entrevistas al personal operativo y habitantes de la región para conocer de primera mano, la posible causa de las salidas forzadas minimizando las causas desconocidas.

De esta manera se finaliza el primer capítulo extrayendo la información de los informes operativos de CENS durante los años 2016 a 2018, consolidándola en una base de datos que se depurará para el circuito PALDONJUANA y la derivación en estudio FSW363 que se analizará en el siguiente capítulo.

2. ANÁLISIS DE LOS INFORMES OPERATIVOS DIARIOS DE CENS DE LOS ÚLTIMOS 3 AÑOS PARA IDENTIFICAR LAS FALLAS PRESENTADAS EN LA DERIVACIÓN FSW363 DEL CIRCUITO PALDONJUANA

Este capítulo se centrará en el análisis en las fallas presentadas en el circuito PALDONJUANA y una de las derivaciones más falladas discriminando fallas no programadas en arranques y transformadores.

2.1 DIAGNÓSTICO DE LOS ARRANQUES Y TRANSFORMADORES QUE HACEN PARTE DE LA DERIVACIÓN FSW363 DEL CIRCUITO PALDONJUANA DEL SDL DE CENS

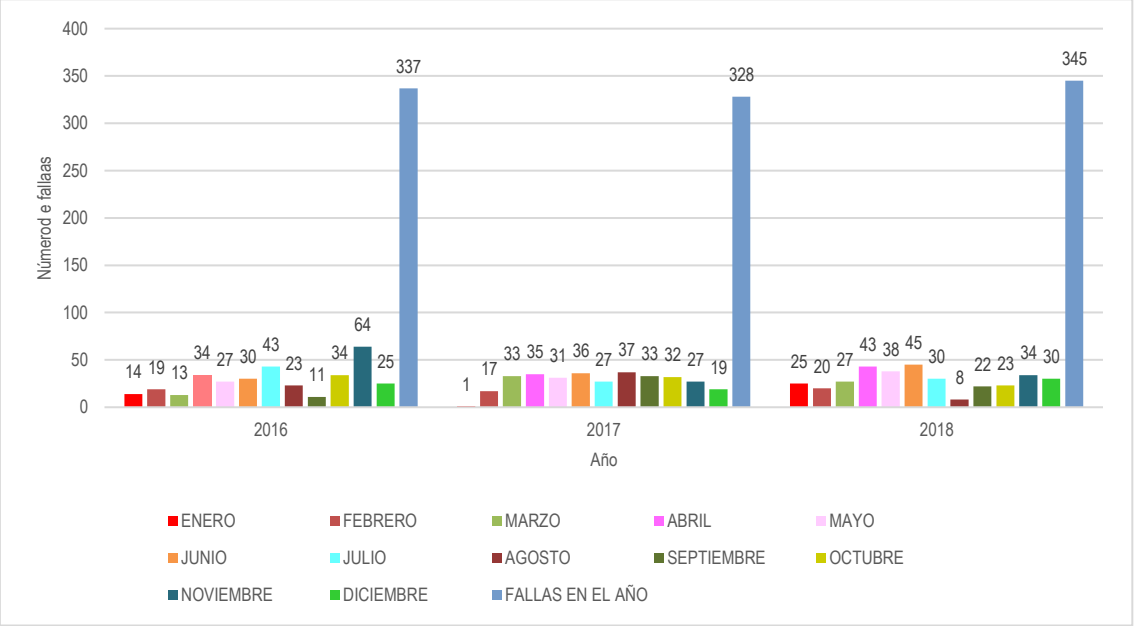
2.1.1 Fallas en transformadores.

2.1.1.1 Identificación y duración de las fallas. Las fallas que se analizan en esta sección, muestra los eventos presentados en el alimentador PALDONJUANA que incluye la derivación FSW363 y los transformadores asociados a esta. La tabla 2 muestra la cantidad de desconexiones en los transformadores del circuito PALDONJUANA de CENS, durante los meses de enero a diciembre de los años 2016, 2017 y 2018, hallando 1010 fallas durante estos tres años, tal como se observa en la Tabla 2.

Tabla 2. Número de fallas en los transformadores del circuito PALDONJUANA en meses de los años 2016, 2017 y 2018.

NÚMERO DE FALLAS EN LOS TRANSFORMADORES DEL CIRCUITO PALDONJUANA EN MESES DE LOS AÑOS 2016, 2017 Y 2018				
MES	**AÑO**			
	2016	**2017**	**2018**	**Total Fallas**
ENERO	14	1	25	
FEBRERO	19	17	20	
MARZO	13	33	27	
ABRIL	34	35	43	
MAYO	27	31	38	
JUNIO	30	36	45	
JULIO	43	27	30	
AGOSTO	23	37	8	
SEPTIEMBRE	11	33	22	
OCTUBRE	34	32	23	
NOVIEMBRE	64	27	34	
DICIEMBRE	25	19	30	
TOTAL	**337**	**328**	**345**	**1 010**

Figura 1. Número de fallas en los transformadores del circuito PALDONJUANA en meses durante los años 2016, 2017 y 2018.



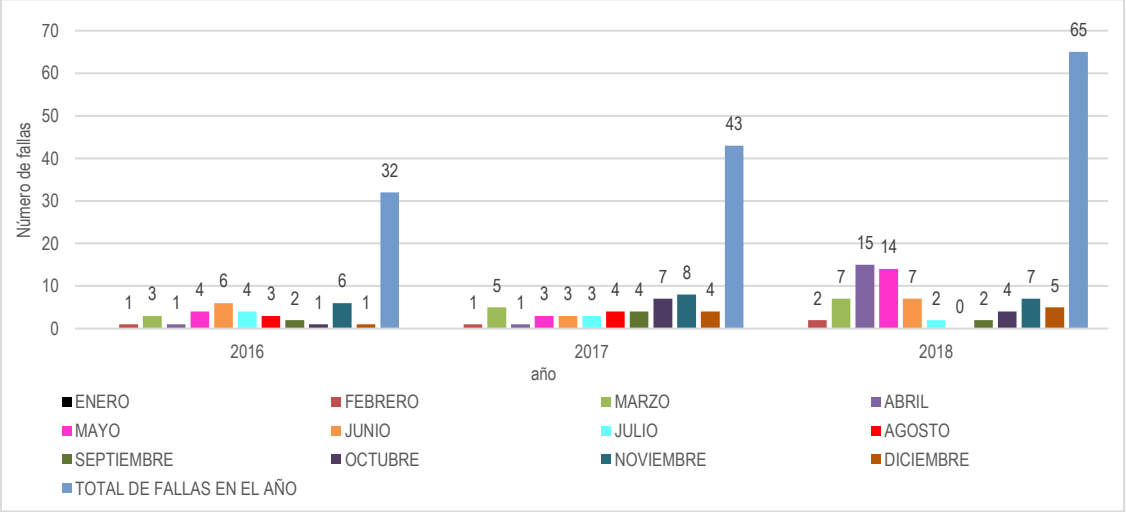
En la Figura 1 se muestran los datos de la tabla 2, donde se puede observar que el año 2018 fue el que más arrojó desconexiones, aumentando 4,92% respecto al año anterior. También se puede evidenciar que las mayores desconexiones durante los tres años se dieron en los meses de abril, junio, julio y noviembre. Situación que demuestra que las fallas en los transformadores es un problema para la compañía en la prestación de un servicio continuo y de calidad, tal como lo reglamenta la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

De este mismo modo, en la Tabla 3 se detalla el número de desconexiones de los transformadores que pueden causar una falla en la derivación FSW 363, afectando el arranque principal e inclusive al interruptor de la celda dejando sin servicio de energía eléctrica a todos los transformadores y arranques que conforman el circuito PALDONJUANA.

Tabla 3. Número de fallas en los transformadores de la derivación FSW363 en meses de los años 2016, 2017 y 2018.

NÚMERO DE FALLAS EN LOS TRANSFORMADORES DE LA DERIVACIÓN FSW363 EN MESES DE LOS AÑOS 2016, 2017 Y 2018			
MES	AÑO		
	2016	2017	2018
ENERO	0	0	0
FEBRERO	1	1	2
MARZO	3	5	7
ABRIL	1	1	15
MAYO	4	3	14
JUNIO	6	3	7
JULIO	4	3	2
AGOSTO	3	4	0
SEPTIEMBRE	2	4	2
OCTUBRE	1	7	4
NOVIEMBRE	6	8	7
DICIEMBRE	1	4	5
TOTAL	**32**	**43**	**65**

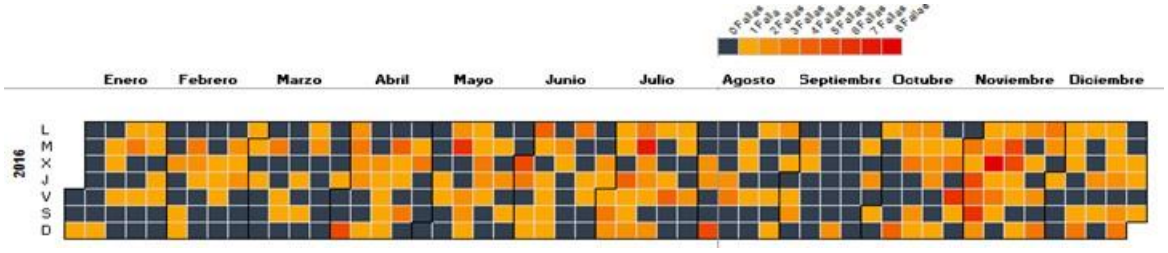
Figura 2. Número de fallas en los transformadores de la derivación FSW363 en meses de los años 2016, 2017 y 2018.



La Figura 2 muestra el total de desconexiones de los años 2016, 2017 y 2018; donde se presentaron 32 desconexiones durante el primer año; 43 desconexiones en el segundo año y en el último año analizado un total de 65 desconexiones con un promedio de 47 fallas por año. Los meses con mayor incidencia de desconexión fueron los meses de abril, mayo, junio, y noviembre. Siendo en abril y mayo de 2018 la mayor cantidad de desconexiones en esta derivación. Estas cifras corresponden al 13,86 % de las fallas presentadas en el circuito PALDONJUANA en el que se registraron un total de 1 010 fallas asociadas a transformadores en los tres años analizados.

Al analizar las fallas o desconexiones del servicio de los transformadores en los años descritos en el párrafo anterior, se observa que el mayor número de fallas registrado por días es de 8 fallas y también se observa que hay días donde no se presentan fallas; esta información puede observarse en el mapa de calor de las Figuras 3, 4 y 5 donde se establece una escala de colores por criticidad de 0 a 8.

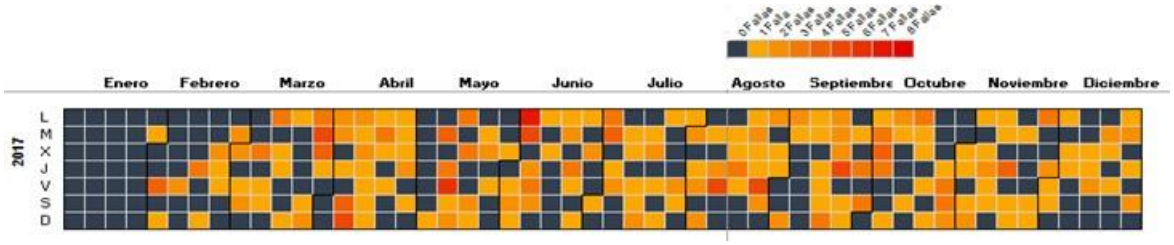
Figura 3. Número de fallas en la derivación FSW363 del año calendario 2016.



Fuente: CENS. Informe Técnico de fallas. 2018; p.2.

En la Figura 3 se puede observar para el año 2016 hubo mayor incidencia de fallas en los últimos días de octubre y gran parte del mes de noviembre.

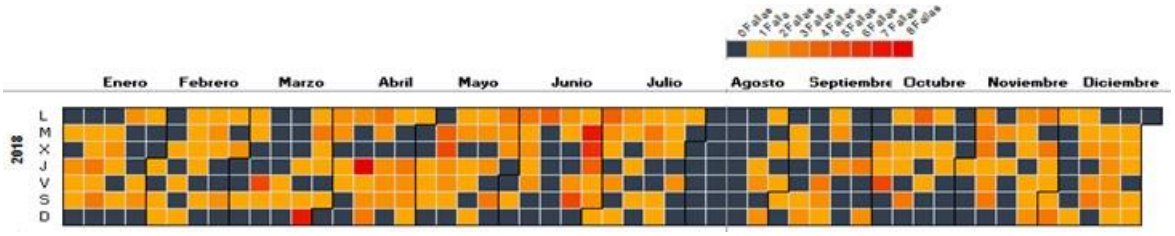
Figura 4. Número de fallas en la derivación FSW363 del año calendario 2017.



Fuente: CENS. Informe Técnico de fallas. 2018; p.2.

De acuerdo con la distribución diaria en la Figura 4 se observa que en los meses de abril y junio se presenta mayor incidencia de fallas.

Figura 1. Número de fallas en la derivación FSW363 del año calendario 2016



Fuente: CENS. Informe Técnico de fallas. 2018; p.2.

De acuerdo con la distribución diaria en la figura 5 se observa que en los meses de abril y junio se presenta mayor incidencia de fallas.

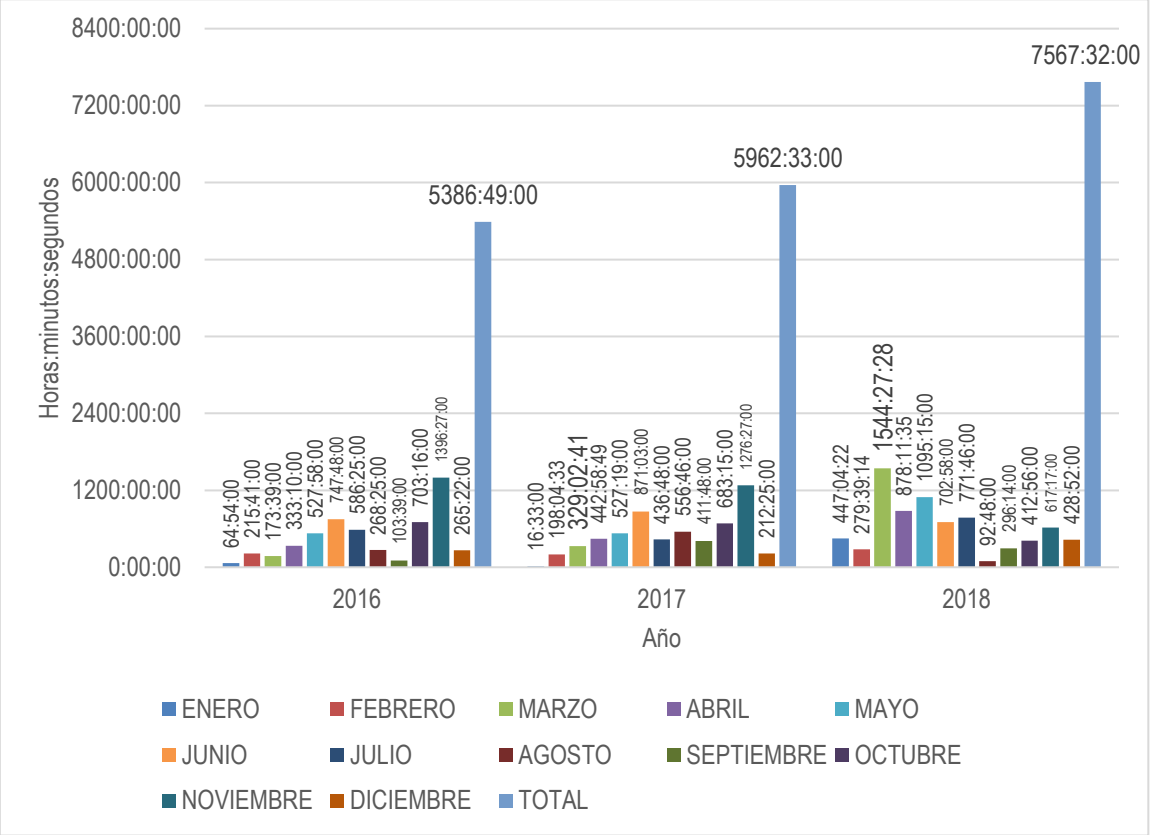
2.1.1.2 Duración de las fallas. La duración de las fallas estimadas en horas, se encuentran clasificadas para el circuito PALDONJUANA y la derivación FSW 363 en los años 2016, 2017 y 2018. La Tabla 4, muestra la duración del circuito PALDONJUANA, que para el año 2016, fue de 5386:49 horas: minutos; 2017, 5962:33; y 2018, 7567: 32 horas, con un incremento sustancial para el último año de 21,21%, generando un total de duración de fallas de 18916,14 horas en los tres años.

Tabla 4. Duración de las fallas en los transformadores del circuito PALDONJUANA.

DURACIÓN DE FALLAS EN LOS TRANSFORMADORES DEL CIRCUITO PALDONJUANA EN MESES DE LOS AÑOS 2016, 2017 Y 2018			
MES	**AÑO**		
	2016 (horas: minutos)	**2017 (horas: minutos)**	**2018 (horas: minutos)**
ENERO	64:54	16:33:00	447:04:22
FEBRERO	215:41	198:04:33	279:39:14
MARZO	173:39	329:02:41	1544:27:28
ABRIL	333:10	442:58:49	878:11:35
MAYO	527:58	527:19	1095:15
JUNIO	747:48	871:03	702:58
JULIO	586:25	436:48	771:46
AGOSTO	268:25	556:46	92:48
SEPTIEMBRE	103:39	411:48	296:14
OCTUBRE	703:16	683:15	412:56
NOVIEMBRE	1396:27	1276:27	617:17
DICIEMBRE	265:22	212:25	428:52
TOTAL	**5386:49**	**5962:33**	**7567:32**

En la Figura 6 se observa la duración en horas de las desconexiones en cada mes de los años 2016, 2017 y 2018 de los transformadores del circuito PALDONJUANA en horas. Teniendo mayor duración los meses de noviembre, junio y octubre. Siendo la máxima duración marzo de 2018 con 1544 horas.

Figura 6. Duración de fallas en los transformadores del circuito PALDONJUANA en meses de los años 2016, 2017 y 2018.

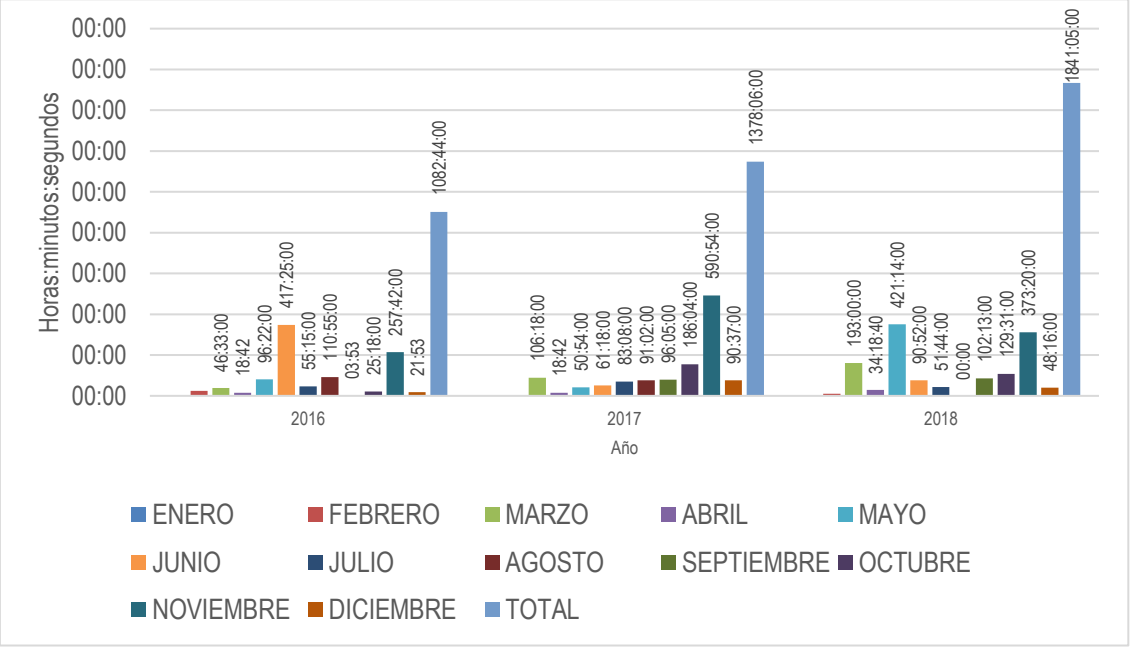


De igual manera, en la Tabla 5 se encuentra la duración de las desconexiones de la derivación FSW 363 en horas y minutos en cada uno de los meses de los años 2016, 2017 y 2018.

Tabla 5. Duración de las fallas en los transformadores de la derivación FSW363

DURACIÓN DE FALLAS EN LOS TRANSFORMADORES DE LA DERIVACIÓN FSW363 EN MESES DE LOSAÑOS 2016, 2017 Y 2018			
MES	**AÑO**		
	2016 (horas: minutos)	**2017 (horas: minutos)**	**2018 (horas: minutos)**
ENERO	0:00	0:00	0:00
FEBRERO	28:45	2:59	12:47
MARZO	46:33	106:18	193:00
ABRIL	18:42	18:42	3418:40
MAYO	96:22	50:54	421:14
JUNIO	417:25	61:18	90:52
JULIO	55:15	83:08	51:44
AGOSTO	110:55	91:02	0:00
SEPTIEMBRE	3:53	96:05	102:13
OCTUBRE	25:18	186:04	129:31
NOVIEMBRE	257:42	590:54	373:20
DICIEMBRE	21:53	90:37	48:16
TOTAL	**1082:44**	**1378:06**	**1841:05**

Figura 7. Duración de fallas en los transformadores de la derivación FSW363 en meses de los años 2016, 2017 y 2018



En la Figura 7 se observa la duración en horas de las desconexiones mensuales de los años 2016, 2017 y 2018 en los transformadores de la derivación FSW363 del circuito PALDONJUANA. En el año 2016 el mayor tiempo en desconexión fue en julio y noviembre; para el año 2017, fue noviembre con 590 horas y para el 2018, los meses de abril, mayo y noviembre, fueron los meses con mayor incidencia.

Al realizar una comparación entre la duración de la desconexión del circuito PALDONJUANA con 18916 horas y la derivación FSW363 con 4302 horas que corresponde al 22,74 % del total en horas de desconexión del circuito PALDONJUANA.

2.1.2 Fallas en arranques.

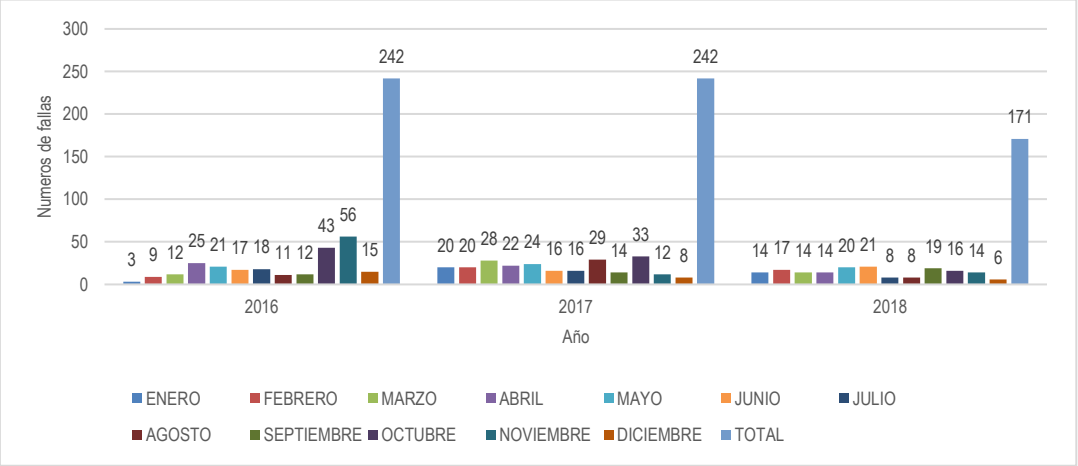
2.1.2.1 Identificación de fallas, duración y número de usuarios afectados. En las siguientes tablas y figuras se observa la cantidad de eventos que ocurrieron en los arranques del circuito PALDONJUANA como los que se encuentra aguas abajo derivación FSW363.

Tabla 6. Número de fallas en los arranques del circuito PALDONJUANA en meses de los años 2016, 2017 y 2018.

NÚMERO DE FALLAS EN LOS ARRANQUES DEL CIRCUITO PALDONJUANA EN MESES DE LOS AÑOS 2016, 2017 Y 2018			
MES	**AÑO**		
	2016	**2017**	**2018**
ENERO	3	20	14
FEBRERO	9	20	17
MARZO	12	28	14
ABRIL	25	22	14
MAYO	21	24	20
JUNIO	17	16	21
JULIO	18	16	8
AGOSTO	11	29	8
SEPTIEMBRE	12	14	19
OCTUBRE	43	33	16
NOVIEMBRE	56	12	14
DICIEMBRE	15	8	6
TOTAL	**242**	**242**	**171**

En la Tabla 6 se encuentran la cantidad de desconexiones que se existieron en cada uno de los meses de los años 2016, 2017 y 2018 en el circuito PALDONJUANA. En el año 2016 existieron 242 fallas, en 2017, 242 fallas y en 2018 171 fallas, para un total de 655 fallas en estos tres años.

Figura 8. Número de fallas en los arranques del circuito PALDONJUANA en meses de los años 2016, 2017 y 2018

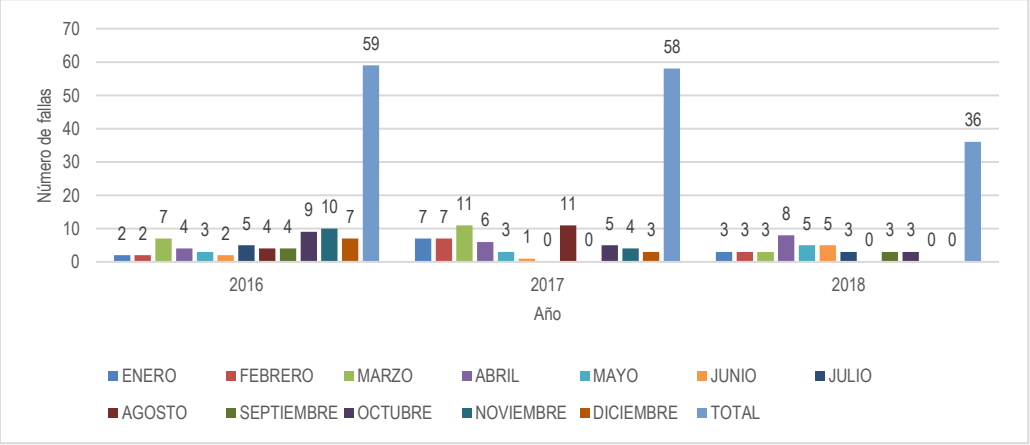


En la Figura 8 se observa la cantidad de desconexiones de los arranques del circuito PALDONJUANA en cada uno de los meses de los años 2016, 2017 y 2018 en la cual se puede evidenciar que las mayores desconexiones en cantidad se dieron en los meses de abril, mayo, octubre y noviembre. Siendo noviembre de 2016 el mes con más desconexiones con una cantidad de 56. Seguidamente, en la Tabla 7 se encuentran la cantidad de desconexiones que se presentaron en cada uno de los meses de los años 2016, 2017 y 2018 de la derivación FSW363 del circuito PALDONJUANA. La cual se puede evidenciar en la Figura 9.

Tabla 7. Número de fallas en los arranques de la derivación FSW363 en meses de los años 2016, 2017 y 2018

NÚMERO DE FALLAS EN LOS ARRANQUES DE LA DERIVACIÓN FSW363 EN MESES DE LOS AÑOS 2016, 2017 Y 2018			
MES	**AÑO**		
	2016	**2017**	**2018**
ENERO	2	7	3
FEBRERO	2	7	3
MARZO	7	11	3
ABRIL	4	6	8
MAYO	3	3	5
JUNIO	2	1	5
JULIO	5	0	3
AGOSTO	4	11	0
SEPTIEMBRE	4	0	3
OCTUBRE	9	5	3
NOVIEMBRE	10	4	0
DICIEMBRE	7	3	0
TOTAL	**59**	**58**	**36**

Figura 2. Número de fallas en los arranques de la derivación FSW363 en meses de los años 2016, 2017 y 2018

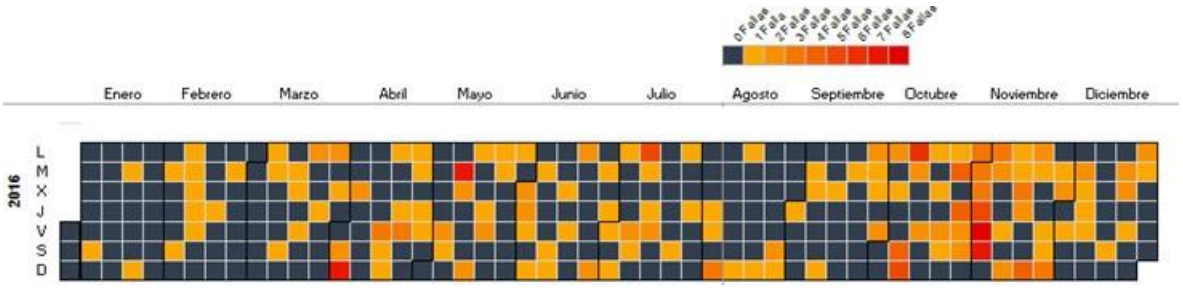


De igual manera, en la Figura 9 se observa la cantidad de desconexiones de los arranques de la derivación FSW363 del circuito PALDONJUANA en cada uno de los meses de los años 2016, 2017 y 2018 en la cual se puede evidenciar que las mayores desconexiones fueron en el año 2017 en los meses de marzo y agosto, con un valor de 11 en los arranques de la derivación FSW363 del circuito PALDONJUANA del SDL de CENS. Además, se observa que los últimos tres meses del 2016 y los primeros tres meses del 2017 existieron 7 o más fallas por mes, sin embargo, esta tendencia disminuye en el año 2018, con fallas entre 3 y 5 por mes, solo marcó la diferencia el mes de abril con 8 fallas.

Así mismo, se observa la cantidad de veces que salieron los arranques que fallaron en los años 2016, 2017 y 2018 comparando con la Figura 8 la sumatoria de número de fallas de la derivación FSW363 son 153, en comparación con la cantidad de fallas en arranques del circuito PALDONJUANA con un total de 655 en los tres años nos damos cuenta de que el porcentaje en número de fallas de la derivación FSW 363 es del 23,35%. Además, se observa que las fallas en los arranques cada año presentan una tendencia negativa.

Por otra parte, al analizar estas fallas por días, se puede observar las desconexiones que ocurrieron en la derivación FSW363 durante los años 2016, 2017 y 2018. En las Figuras 10, 11 y 12 se evidencia que el mayor número de fallas en un día es de 8 y el menor de 0 estableciendo de esta manera una escala de colores para cada número de desconexiones por día.

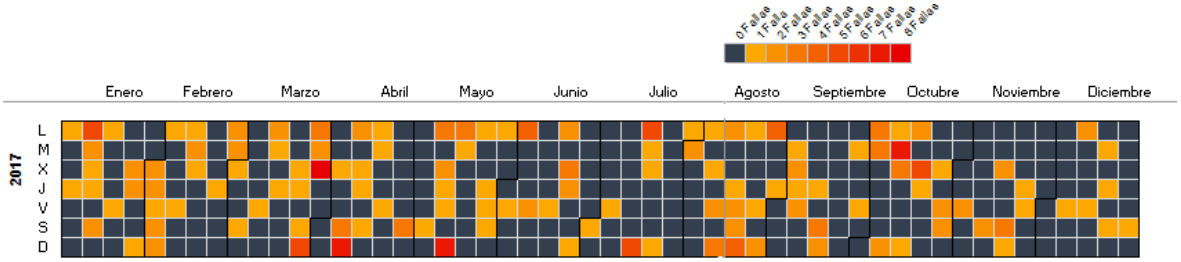
Figura 10. Número de fallas en la derivación FSW363 del año calendario 2016



Fuente: CENS. Informe Técnico de fallas. 2018; p.3.

Como se puede observar en la Figura 10 para el año 2016 hubo mayor incidencia de fallas en los últimos días de octubre y gran parte del mes de noviembre

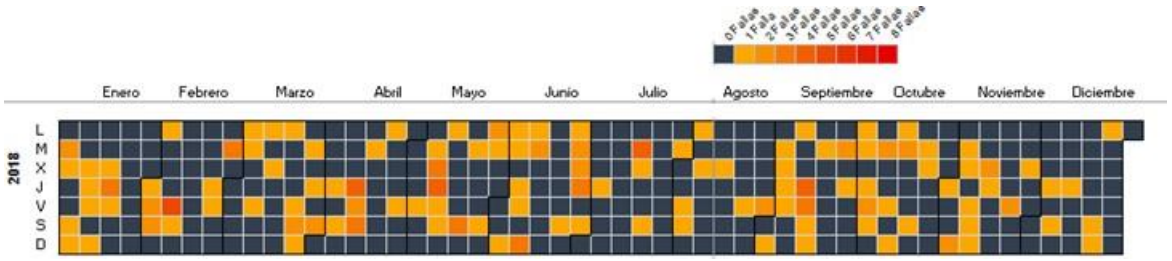
Figura 11. Número de fallas en la derivación FSW363 del año calendario 2017



Fuente: CENS. Informe Técnico de fallas. 2018; p.3.

Para el año 2017 se evidencia en la Figura 11 que hubo una mayor incidencia de fallas en los meses de marzo, agosto y octubre.

Figura 12. Número de fallas en la derivación FSW363 del año calendario 2018



Fuente: CENS. Informe Técnico de fallas. 2018; p.3.

En la Figura 12 se evidencia para el año 2018 que las fallas estuvieron más dispersas durante los doce meses y en menor cantidad. Además, se evidencia una menor cantidad de fallas en los arranques aguas abajo de la derivación FSW363 en este año.

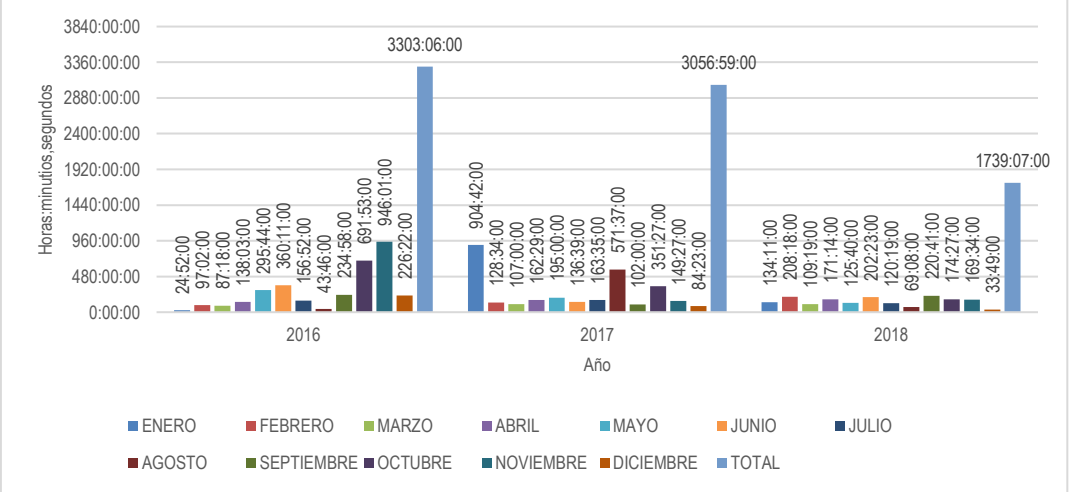
2.1.2.2 Duración de las fallas. Las fallas reportadas en los ítems anteriores, se presentan a continuación en horas, con el fin de estimar la duración de las mismas en el circuito PALDONJUANA y en la derivación FSW 363 en los años 2016, 2017 y 2018.

En la Tabla 8 se encuentran la cantidad de horas y minutos que duraron las desconexiones que existieron en cada uno de los meses de los años 2016, 2017 y 2018 en el circuito PALDONJUANA. De la cual se puede evidenciar en la Figura 13.

Tabla 8. Duración de fallas en los arranques del circuito PALDONJUANA en meses de los años 2016, 2017 y 2018

DURACIÓN DE FALLAS EN LOS ARRANQUES DEL CIRCUITO PALDONJUANA EN MESES DE LOS AÑOS 2016, 2017 Y 2018			
MES	**AÑO**		
	2016 (h: min)	**2017 (h: min)**	**2018(h: min)**
ENERO	24:52	904:42	134:11
FEBRERO	97:02	128:34	208:18
MARZO	87:18	107:00	109:19
ABRIL	138:03	162:29	171:14
MAYO	295:44	195:00	125:40
JUNIO	360:11	136:39	202:23
JULIO	156:52	163:35	120:19
AGOSTO	43:46	571:37	69:08
SEPTIEMBRE	234:58	102:00	220:41
OCTUBRE	691:53	351:27	174:27
NOVIEMBRE	946:01	149:27	169:34
DICIEMBRE	226:22	84:23	33:49
TOTAL	**3303:06**	**3056:59**	**1739:07**

Figura 13. Duración de fallas en los arranques del circuito PALDONJUANA en meses de los años 2016, 2017 y 2018.



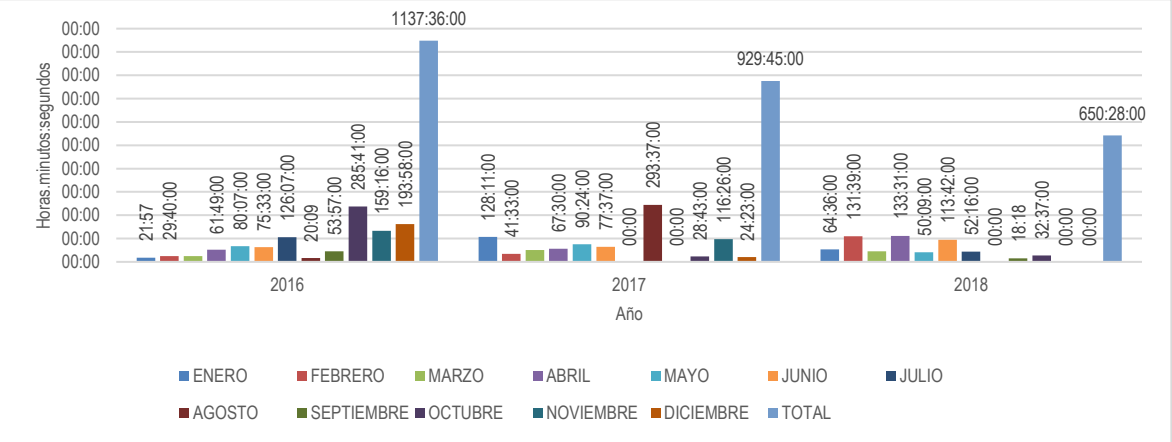
En la Figura 13 se observa la duración de las desconexiones en horas de los arranques del circuito PALDONUANA, discriminado de mes a mes durante los años 2016, 2017 y 2018. Además, se observa un decremento de la duración de las horas de desconexión en cada año. En lo cual se determina que la mayor duración son los meses de enero, octubre y noviembre teniendo la máxima duración noviembre de 2016 con 946 horas.

De igual modo, en la Tabla 9 se encuentran la cantidad de horas y minutos de las desconexiones que existieron en cada uno de los meses de los años 2016, 2017 y 2018 en la derivación FSW363 del circuito PALDONJUANA. De la cual se puede evidenciar en la Figura 14.

Tabla 9. Duración de fallas en los arranques de la derivación FSW363 en meses de los años 2016, 2017 y 2018.

DURACIÓN DE FALLAS EN LOS ARRANQUES DE LA DERIVACIÓN FSW363 EN MESES DE LOS AÑOS 2016, 2017 Y 2018			
MES	**AÑO**		
	2016 (h: min)	**2017 (h: min)**	**2018 (h: min)**
ENERO	21:57	128:11	64:36
FEBRERO	29:40	41:33	131:39
MARZO	29:19	61:17	53:37
ABRIL	61:49	67:30	133:31
MAYO	80:07	90:24	50:09
JUNIO	75:33	77:37	113:42
JULIO	126:07	0:00	52:16
AGOSTO	20:09	293:37	0:00
SEPTIEMBRE	53:57	0:00	18:18
OCTUBRE	285:41	28:43	32:37
NOVIEMBRE	159:16	116:26	0:00
DICIEMBRE	193:58	24:23	0:00
TOTAL	**1137:36**	**929:45**	**650:28**

Figura 14. Duración de fallas en los arranques de la derivación FSW363 en meses de los años 2016, 2017 y 2018



En la Figura 14 se observa la duración en horas de las desconexiones en cada mes de los años 2016, 2017 y 2018 de los Arranques en la derivación FSW363 del circuito PALDONJUANA. Teniendo mayor duración los meses de noviembre, junio y octubre teniendo la máxima duración agosto de 2017 con una duración de 246 horas. Los meses de abril, agosto, octubre y diciembre presentan gran cantidad de horas sin conexión en un solo año.

Al establecer el número de horas sin conexión y al comparar el circuito PALDONJUANA que son 8099 horas y la derivación FSW363 que son 2717 horas tiene una equivalencia del 33,54% del total en horas de desconexión del circuito PALDONJUANA.

2.1.3 Número de usuarios afectados. En la Tabla 10 se encuentran la cantidad de usuarios que se encuentran aguas abajo de la derivación FSW363 que en total son 225. Esta cantidad de usuarios se ven afectados cuando ocurre una desconexión en los arranques o transformadores mencionados anteriormente en este capítulo.

Esta información fue suministrada por CENS simulando una falla en la derivación FSW363 con el programa SPARD, se seleccionó la información necesaria para el cálculo de la Tabla 10.

Tabla 10. Número de usuarios aguas abajo de la derivación FSW363.

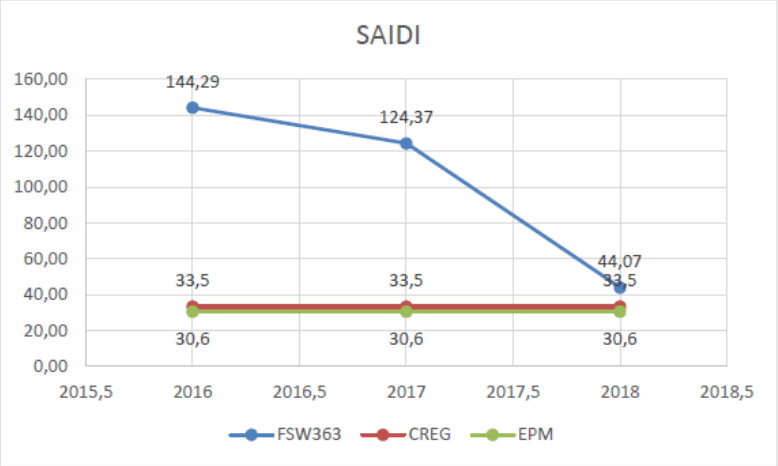
USUARIOS AGUAS ABAJO DE LA DERIVACIÓN FSW363	
Código spard trafo	Usuarios
1T08087	2
1T04256	8
1T04258	20
1T04247	8
1T07599	4
1T11999	2
1T08089	3
1T08088	4
1T11139	1
1T10164	1
1T04244	13
1T09826	1
1T04246	1
1T09827	5
1T04245	9
1T04259	5
1T04251	5

USUARIOS AGUAS ABAJO DE LA DERIVACIÓN FSW363	
Código spard trafo	Usuarios
1T04262	2
1T08098	0
1T04267	1
1T04235	6
1T04266	2
1T09932	2
1T04265	1
1T04264	1
1T12450	1
1T08096	6
1T10351	3
1T04263	4
1T04237	7
1T07362	3
1T04261	5
1T04268	7
1T08091	4

USUARIOS AGUAS ABAJO DE LA DERIVACIÓN FSW363	
Código spard trafo	Usuarios
1T04260	3
1T04238	3
1T04239	2
1T04234	11
1T04236	6
1T04252	10
1T04250	6
1T04243	4
1T04241	4
1T12223	2
1T04242	5
1T04240	2
1T04248	4
1T04249	10
1T04253	1
1T04255	1
1T04254	4

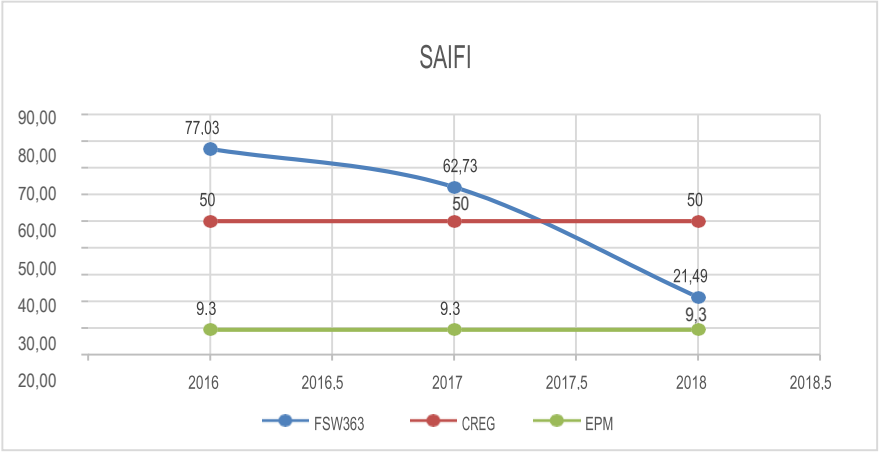
En la Figura 15 se observa el indicador de calidad media SAIDI de derivación FSW363 donde se tienen las metas establecidas por el plan estratégico del grupo EPM. Donde para la CREG es de 33,5 horas y para el grupo EPM es de 30,6 horas cada año.

Figura 15. SAIDI derivación FSW363.



En la figura anterior se evidencia que el SAIDI de la derivación FSW363 está por encima de las metas establecidas por la CREG y por el grupo EPM en los tres años siendo esto un motivo de penalización para la empresa. De esta forma tiene un impactando negativamente la calidad del servicio y la imagen de la empresa.

Figura 16. SAIFI derivación FSW363.



Del mismo modo, en la Figura 16 se observa el indicador de calidad media SAIFI de derivación FSW363 donde se tienen las metas establecidas por el plan estratégico del grupo EPM. Donde para la CREG es de 50 veces y para el grupo EPM es 9,3 veces cada año. El SAIFI supera las metas establecidas por el grupo EPM y por la CREG en los años 2016 y 2017, siendo este un motivo de penalización para la empresa teniendo un impacto negativo económicamente con respecto al número de desconexiones de la derivación FSW363.

En el 2018 el SAIFI mejora estando por debajo de la meta propuesta por la CREG recibiendo una remuneración económica, sin embargo, se encuentra por encima de las metas establecidas por el grupo EPM.

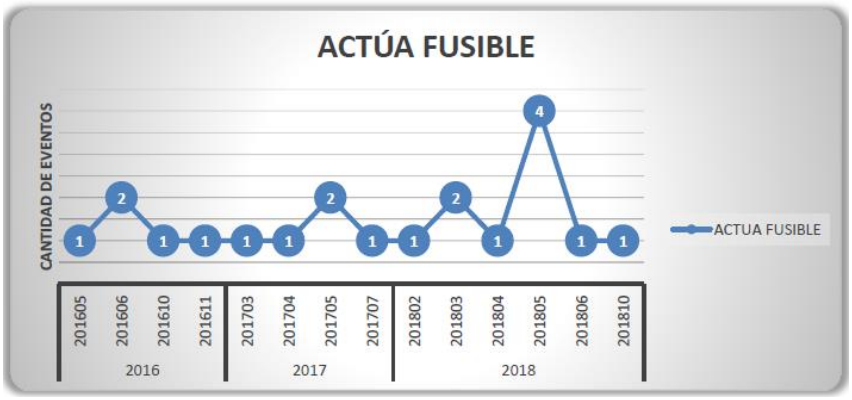
2.2 ANÁLISIS DE LOS ARRANQUES Y TRANSFORMADORES QUE HACEN PARTE DE LA DERIVACIÓN FSW363 DEL CIRCUITO PALDONJUANA DEL SDL DE CENS

La información se seleccionó estableciendo causas y subcausas que favorecieran el análisis y determinación de la causa raíz. Se continúa con la metodología de dividir la información por trasformadores y arranque, primero del circuito y después del ramal o derivación en estudio. Para efectos del análisis se tomaron datos de 2018 ya que en este año se adicionó al informe operativo la demanda no atendida (DNA), usuarios y transformadores afectados.

2.2.1 Transformadores.

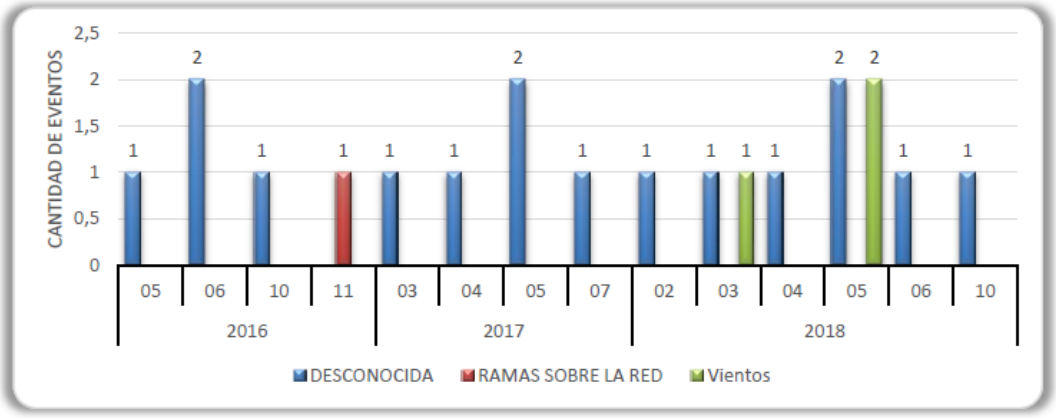
2.2.1.1 Causa actúa fusible. En la Figura 17 se observa la cantidad de eventos que ocurrieron en el transcurso de los años 2016, 2017 y 2018 donde se observa que existió más de una desconexión entre los meses de mayo y junio. En 2016, 5 desconexiones, en 2017, 5 desconexiones y en 2018, 10 desconexiones, que en total los tres años suman 20 desconexiones.

Figura 17. Cantidad de eventos por causa de actúa fusible.



Fuente: CENS (2018).

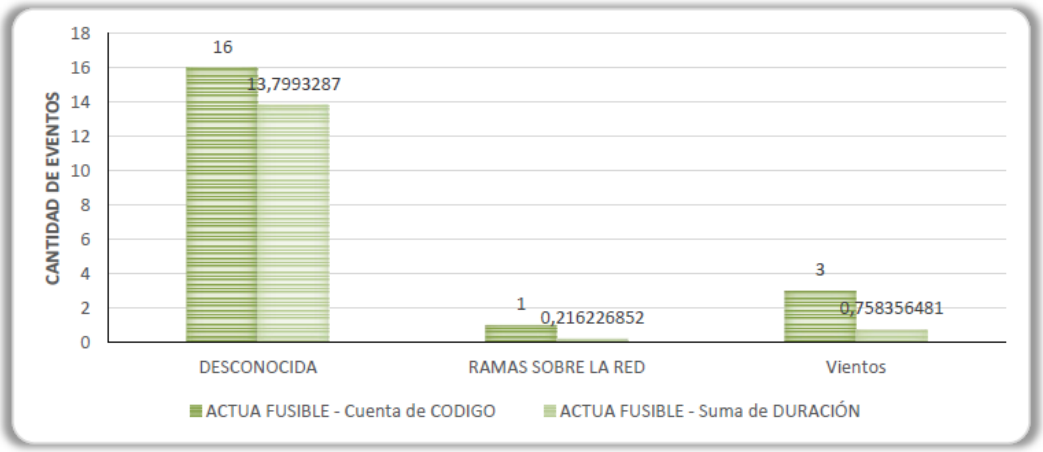
Figura 18. Subcausas de actúa fusible.



Fuente: CENS (2018).

En la Figura 18 se evidencia la cantidad de veces que existieron desconexiones del servicio de energía eléctrica por causa de Actúa fusible y subcausas como desconocida ramas sobre la red y vientos.

Figura 19. Eventos vs duración de las subcausas de actúa fusible.

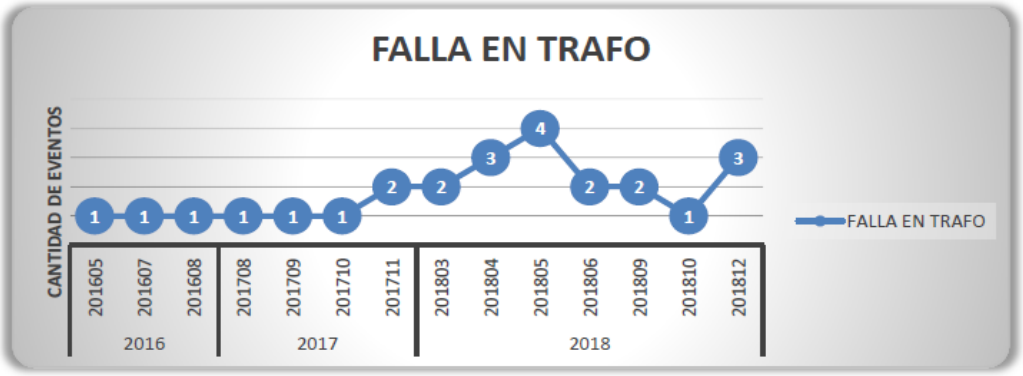


Fuente: CENS (2018).

En la Figura 19 se encuentra la agrupación por subcausas de la cantidad de eventos que ocurrieron en los años 2016, 2017 y 2018 por la causa de actúa fusible haciendo una comparación en la cantidad de eventos vs la duración de estas desconexiones la duración se encuentra en días.

2.2.1.2 Causa falla en transformador.

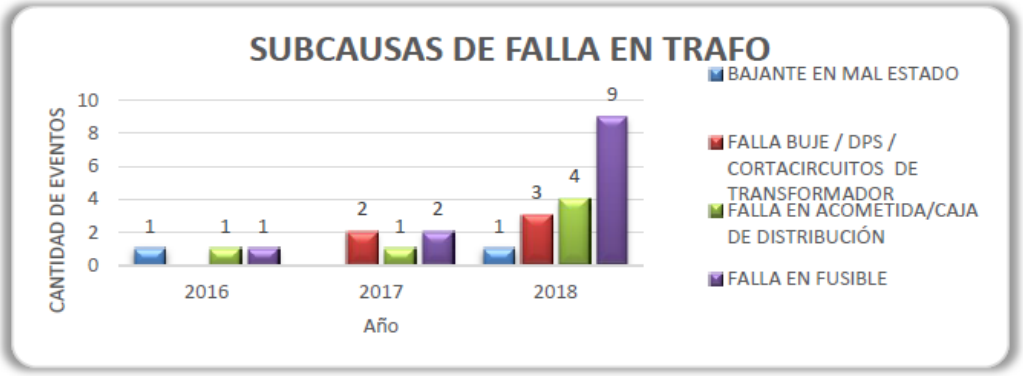
Figura 20. Cantidad de eventos por causa falla en transformador.



Fuente: CENS (2018).

En la Figura 20 se observa la cantidad de eventos que ocurrieron en el transcurso de los años 2016,2017 y 2018 donde ve que las fallas por causa FALLA EN TRANSFORMADOR aumentaron en de noviembre de 2017 y los meses de marzo, abril, mayo, junio, septiembre y diciembre siendo la máxima desconexión por FALLA EN TRANSFORMADOR el mes de junio de 2018 con 4.

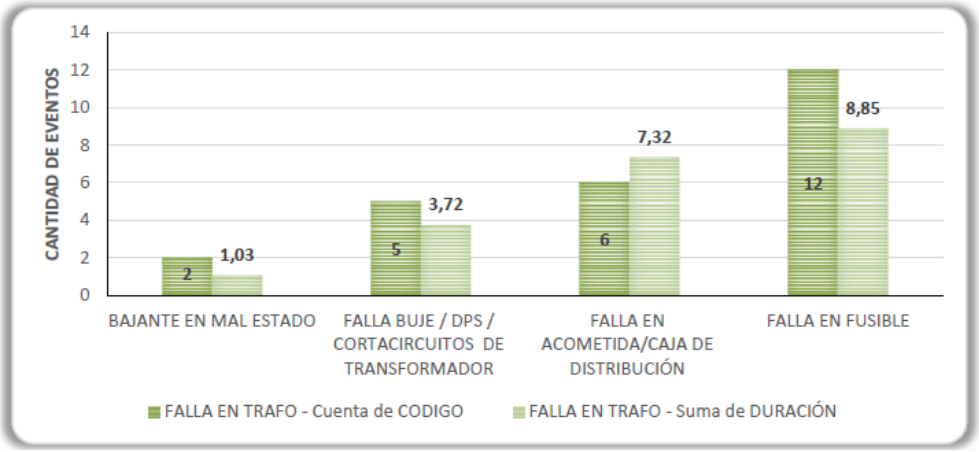
Figura 21. Subcausas de falla en transformador.



Fuente: CENS (2018).

En la Figura 21 se observa que la subcausa con más impacto en la causa FALLA TRANSFORMADOR es FALLA EN FUSIBLE con 12 desconexiones en los tres años y 9 en 2018.

Figura 22. Eventos vs duración de las subcausas de falla en transformador.



Fuente: CENS (2018).

En la Figura 22 se encuentra la agrupación por subcausas de la cantidad de eventos que ocurrieron en los años 2016, 2017 y 2018 por la causa de FALLA EN TRANSFORMADOR haciendo una comparación en la cantidad de eventos vs la duración de estas desconexiones la duración se encuentra en días.

2.2.1.3 Causa falla poste y/o estructura.

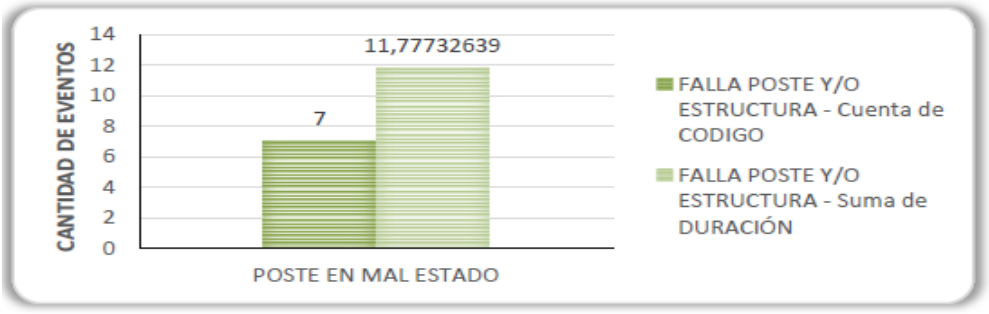
Figura 23. Falla poste y/o estructura.



Fuente: CENS (2018).

En la Figura 23 se observa que por la causa la falla en poste y/o estructura no se presentaron desconexiones en el año 2018.

Figura 24. Eventos vs duración de las subcausas de falla poste y/o estructura.

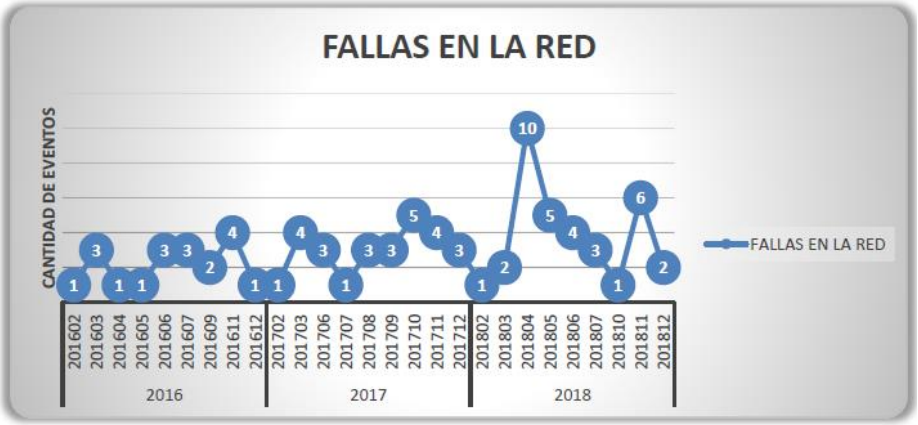


Fuente: CENS (2018).

En la Figura 24 se observa la cantidad de desconexiones que existieron por falla poste y/o estructura en el período de 2016 a 2018 con una cantidad de 7 desconexiones y 11.77 días de duración de estas desconexiones.

2.2.1.4 Fallas en la red.

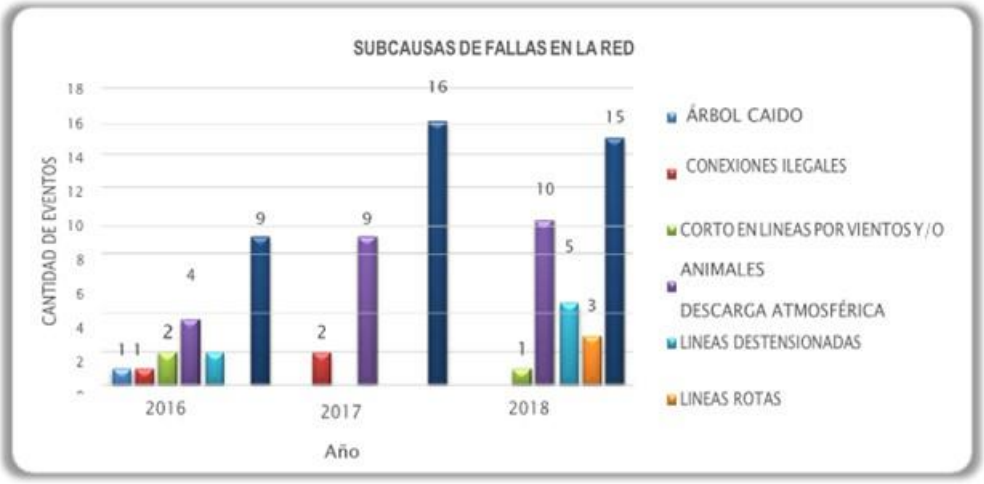
Figura 25. Cantidad de eventos por causa falla en la red.



Fuente: CENS (2018).

En la Figura 25 se observa la cantidad de desconexiones por motivo de fallas en la red en la derivación FSW363.

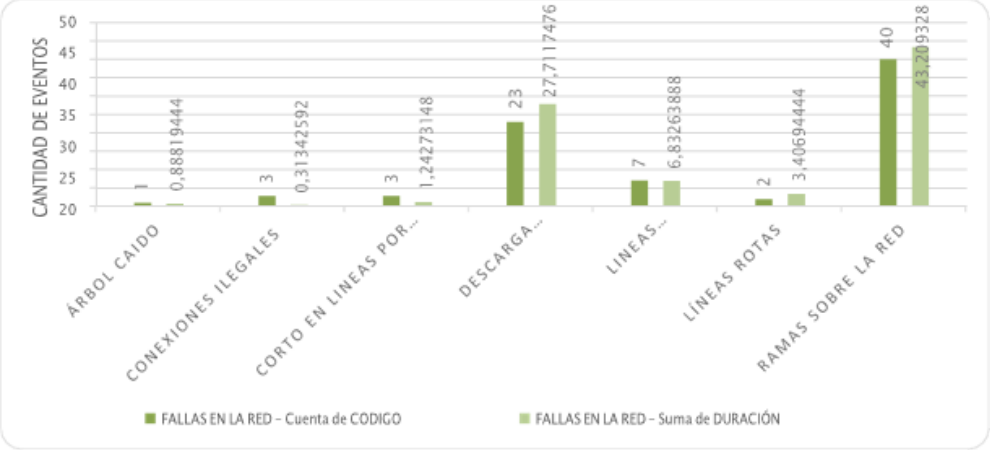
Figura 26. Subcausas de fallas en la red.



Fuente: CENS (2018).

La Figura 26 muestra la subcausa con más desconexiones cada año es árbol caído, seguido de descarga atmosférica.

Figura 27. Eventos vs duración de las subcausas de fallas en la red.

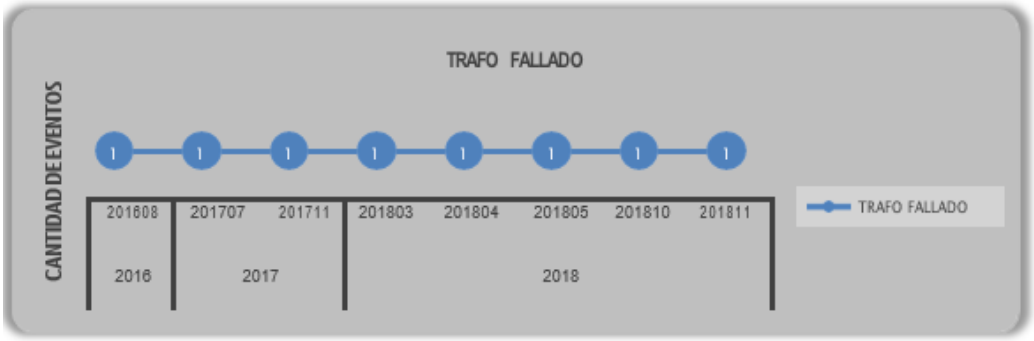


Fuente: CENS (2018).

En la Figura 27 se observa que la subcausa con más desconexiones y duración son ramas sobre la red y descarga atmosférica.

2.2.1.5 Transformador fallado. En la Figura 28 se observa la cantidad de eventos ocurridos a causa de transformador fallado en el transcurso de los años 2016, 2017 y 2018.

Figura 28. Cantidad de eventos por causa transformador fallado



Fuente: CENS (2018).

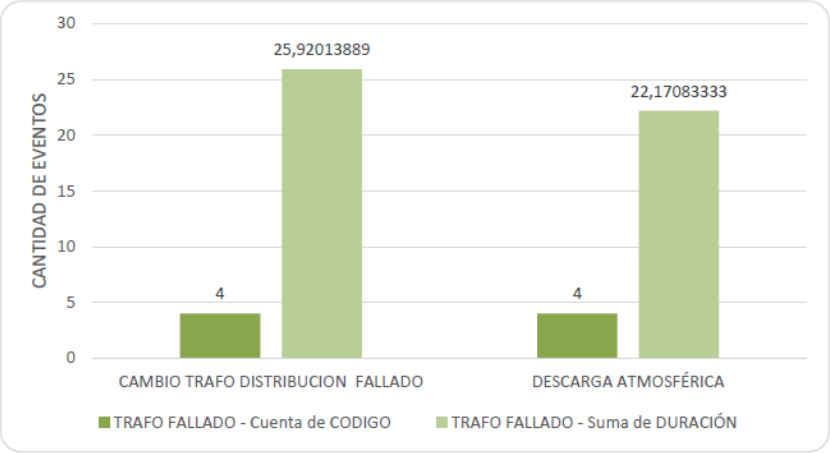
Figura 29. Subcausas de transformador fallado



Fuente: CENS (2018).

En la Figura 29 se observan las subcausas cambio de transformador distribución fallado y descarga atmosférica. La subcausa de descarga atmosférica se presentó solo en el año 2018.

Figura 30. Eventos vs duración de las subcausas de transformador fallado



Fuente: CENS (2018).

En la Figura 30 se observa la cantidad de desconexiones por cambio transformador distribución fallado que son 4 con 25,9 días de duración y descarga atmosférica con 4 desconexiones y 22,17 días de duración.

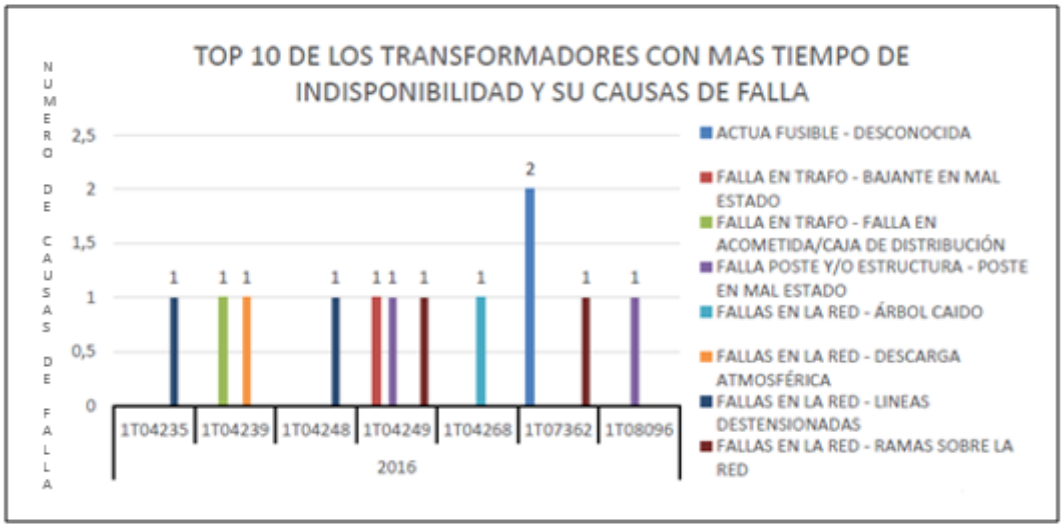
2.2.1.6 Transformadores con más duración de desconexión. En la Tabla 11 se observan los códigos SPARD de los transformadores ordenados de mayor a menor de acuerdo con la duración de estas desconexiones ocurridas en los años 2016, 2017 y 2018 Seleccionando los 10 transformadores con mayor duración de interrupción en los 3 años con estos se realizaron las Figuras 31, 32 y 33 identificando las causas de estas desconexiones. En cuanto al número de salidas estas son muy variables ya que como se observa en la tabla el transformador 1T04264 presentó una sola salida, pero con una duración de 218 horas por lo tanto el impacto es muy alto en SAIDI a pesar de solo afectar con una vez el SAIFI.

Tabla 11. Transformadores ordenados según la duración de la interrupción

Etiquetas de fila	Suma de DURACIÓN horas:minutos:segundos	Cuenta de USU_AFEC	Suma de CANTIDAD DE SALIDAS EN LOS AÑOS (2016-2018)
1T04266	546:51:27	9	27
1T07362	311:42:59	6	11
1T04263	271:41:09	13	51
1T04248	269:32:00	6	10
1T04235	253:16:17	6	10
1T04264	218:01:00	1	1
1T04239	213:23:00	5	8
1T04268	190:37:04	5	11
1T08096	186:17:00	3	3
1T09827	179:31:09	8	19

Fuente: CENS (2018).

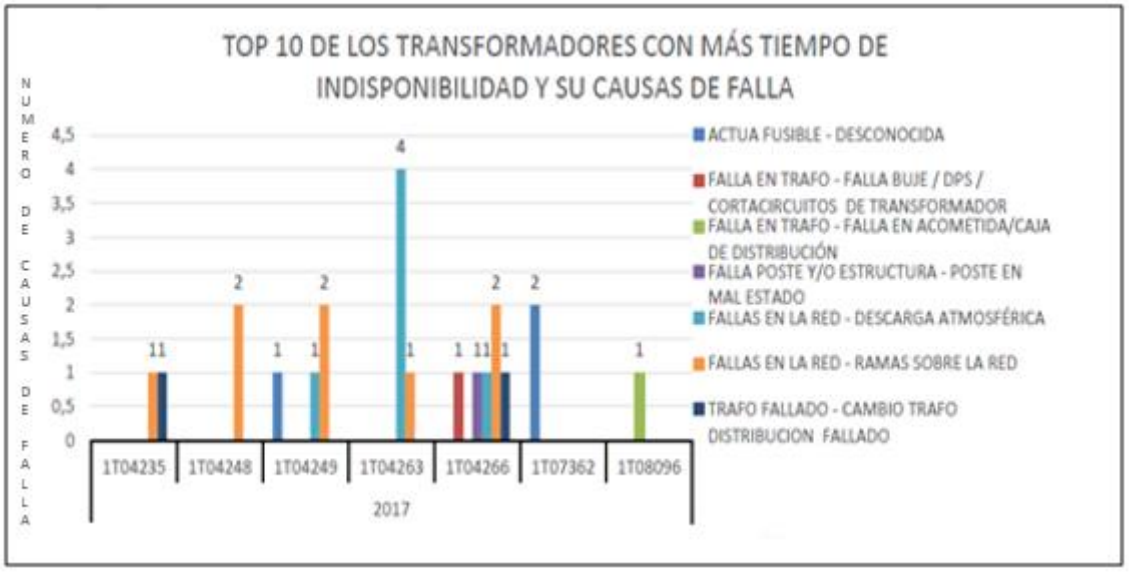
Figura 31. Transformadores con más tiempo de indisponibilidad y sus causas de falla 2016.



Fuente: CENS (2018).

En la anterior figura (Figura 31) se puede observar que de los 10 transformadores seleccionados de la Tabla 11 en el año 2016 fallaron 7, por las diferentes causas que se encuentran en la parte derecha de la Figura.

Figura 32. Transformadores con más tiempo de indisponibilidad y subcausas de falla 2017.



Fuente: CENS (2018).

En la Figura 32 se puede observar que de los 10 transformadores seleccionados de la tabla 11 en el año 2017 fallaron 7, por las diferentes causas que se encuentran en la parte derecha de la Figura.

Figura 33. Transformadores con más tiempo de indisponibilidad y subcausas de falla 2018.

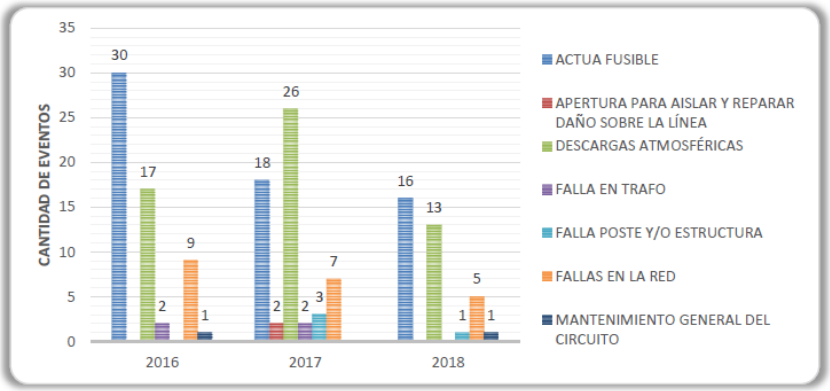


Fuente: CENS (2018).

En la Figura 33 se puede observar que los 10 transformadores seleccionados en el top10 de la Tabla 11 fallaron en el 2018.

2.2.1.7 Arranques. Para el análisis de los arranques se utilizará la misma metodología empleada con los transformadores, es decir se evaluará inicialmente el circuito y posteriormente los arranques y transformadores asociados a la derivación FSW363.

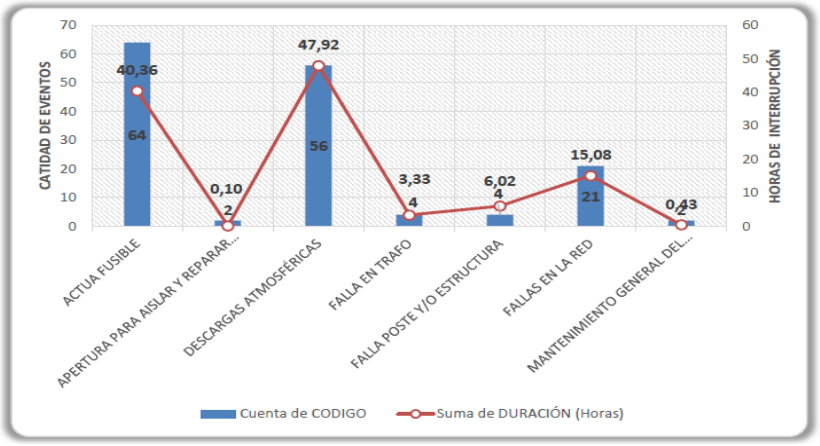
Figura 34. Cantidad de eventos por causas en arranques.



Fuente: CENS (2018).

En la Figura 34 se observa la cantidad de eventos por las causas actúa fusible, apertura para aislar y reparar daño sobre la línea, descargas atmosféricas, falla en transformador, falla poste y/o estructura y fallas en la red que ocurrieron en los años 2016, 2017 y 2018 en los arranques aguas debajo de la derivación FSW363.

Figura 35. Número de causas vs duración en horas



Fuente: CENS (2018).

En la Figura 35 se observa la cantidad de desconexiones por causa en los arranques vs la duración de estas desconexiones.

Tabla 12. Arranques ordenados según la duración de la interrupción.

Etiquetas de fila	Suma de DURACIÓN (Horas:Minutos:Segundos)	Cuenta de USUARIOS AFECTADOS	Suma de CANTIDAD DE SALIDAS EN EL AÑO (2016-2018)
FSW364	741:46:04	30	100
BSW5642	453:26:12	19	48
FSW363	307:27:59	29	96
PASW3868	241:28:08	8	17

Etiquetas de fila	Suma de DURACIÓN (Horas:Minutos:Segundos)	Cuenta de USUARIOS AFECTADOS	Suma de CANTIDAD DE SALIDAS EN EL AÑO (2016-2018)
FSW365	189:09:06	17	38
ESW6994	180:22:44	8	20
BSW5927	89:46:57	8	21
FSW369	84:20:17	5	11
BSW6011	81:20:50	5	11
FSW375	80:06:59	2	2

En la Tabla 12 se observan los códigos SPARD de los Arranques ordenados de acuerdo con la duración de las desconexiones ocurridas en los años 2016, 2017 y 2018. Seleccionando los 10 arranques con mayor duración de interrupción en los 3 años. Con los que se realizaron las Figuras 36, 37 y 38 identificando las causas de estas desconexiones.

Figura 36. Arranques con más tiempo de indisponibilidad y subcausas de falla 2016.



Fuente: CENS (2018).

En la Figura 36 muestra los 10 arranques seleccionados de la Tabla 12 en el año 2016 fallaron 7. Por las diferentes causas que se encuentran en la parte derecha.

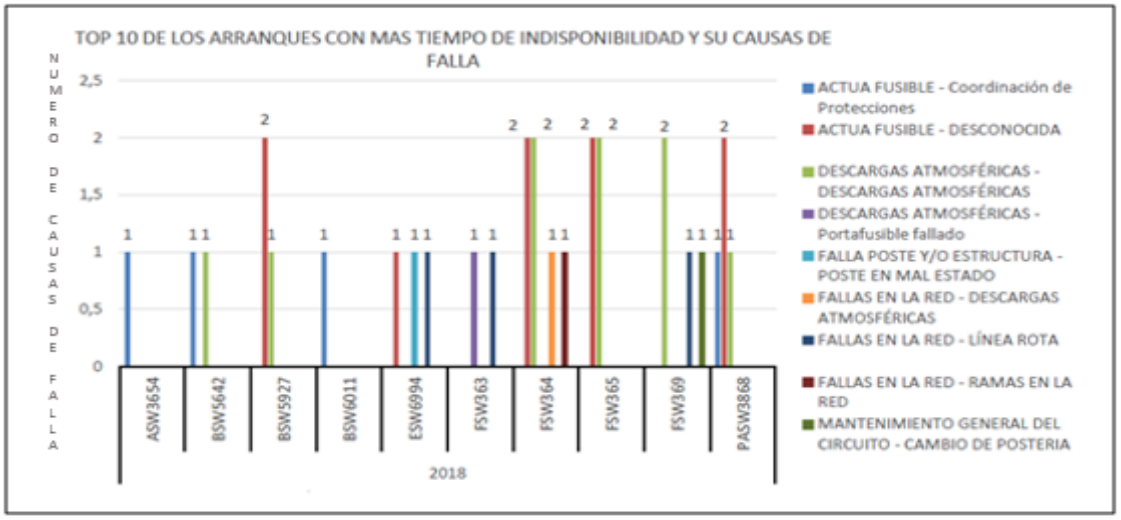
Figura 37. Arranques con más tiempo de indisponibilidad y subcausas de falla 2017.



Fuente: CENS (2018).

En la Figura 37 se evidencia que de los 10 arranques seleccionados de la Tabla 12 en el año 2017 fallaron 9. Por las diferentes causas que se encuentran en la parte derecha de la Figura.

Figura 38. Arranques con más tiempo de indisponibilidad y sus causas de falla 2018.



Fuente: CENS (2018).

En la Figura 38 se puede observar que los 10 arranques seleccionados de la tabla 12 fallaron en el 2018.

Analizada la información de los informes operativos diarios de CENS durante los años 2016, 2017 y 2018 que se desarrolló a lo largo del capítulo se extrajo la información relevante del circuito PALDONJUANA y la derivación FSW363 se establecieron las causas y subcausas eliminando la información de fallas permanentes o fallas francas ya sea por programación, rotura de líneas o afectación de postes o crucetas que conllevan al cambio o reposición de infraestructura eléctrica para centrar el análisis en descargas atmosféricas y actuación de fusibles que será el insumo para los siguientes capítulos para lo que se consolidó la información denominada TOP 10 de arranques y transformadores más fallados por número de veces y tiempos de duración de la normalización alineando la información con los indicadores SAIFI y SAIDI respectivamente.

3. PLAN DE MEJORAMIENTO DEL CIRCUITO PALDONJUANA CENTRANDO EL ANÁLISIS E INTERVENCIÓN EN LAS SALIDAS TEMPORALES CLASIFICADAS COMO CAUSA DESCONOCIDA O DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

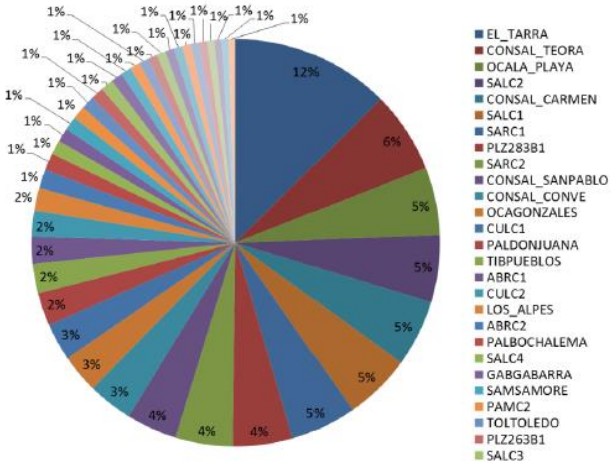
3.1 INFORME INICIAL DEL CIRCUITO DE DISTRIBUCIÓN

En esta fase del proyecto se da continuidad al plan de mejoramiento al circuito PALDONJUANA desarrollado en la especialización de SDEE, el cual se centró en el análisis en una de las derivaciones más falladas denominada en el SDL de CENS con el código FSW363 da servicio a 52 transformadores 34 arranques o seccionamientos y 225 usuarios.

De esta forma, para dar inicio al análisis se tomó como referencia el informe realizado en el año 2013 por la firma KERAUNOS a los circuitos más fallados de CENS entre los que se encuentra el circuito SALC1 el cual está ubicado geográficamente adyacente a la derivación FSW363 que se está analizando.

De este informe se tomó la ubicación e identificación de circuitos con mayor DDT (Densidad de Descargas a Tierra), simulaciones de sobretensiones por descargas atmosféricas no directas, que pueden representar el 50% de las fallas de los SDL; descripción, modelado y consideraciones de las redes de distribución, modelado de los transformadores de potencia incluyendo pruebas de rutina y estimación de las capacitancias del modelo de simulación y finalmente la propuesta del modelo ideal para el circuito SALC1 (Ver Anexo A).

Figura 39. Cantidad de transformadores fallados para cada uno de los circuitos de CENS - Norte de Santander



Fuente: KERAUNOS. Estudio de incidencia de descargas eléctricas atmosféricas para la línea de transmisión 115 kV y redes de distribución de 13,2 kV en Norte de Santander. CENS. 2013.

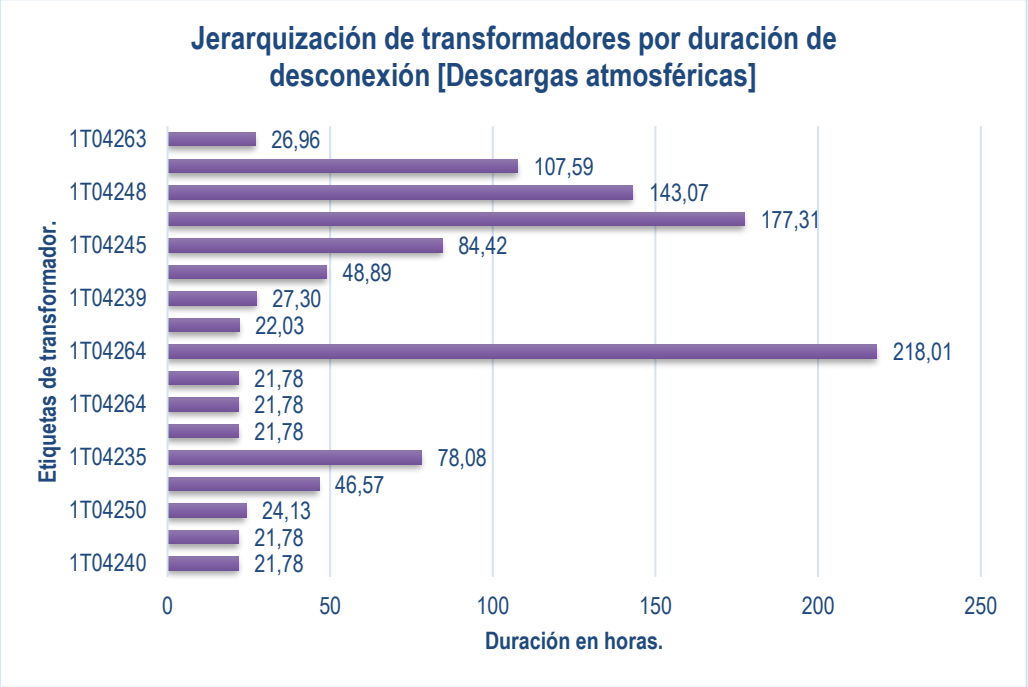
En la figura 39 se evidencian los transformadores fallados vs circuitos de distribución y el porcentaje de participación de los diferentes circuitos de CENS en el que el circuito PALDONJUANA ocupa el lugar 14 y el primero de la regional Pamplona en cuanto al informe de criticidad con una participación de 60 transformadores fallados y un 3% del total de fallas en CENS donde el primer lugar lo ocupa el circuito del Tarra ubicado en el faro del Catatumbo uno de los lugares con mayores DDT de Colombia.

Como se mencionó en el capítulo anterior se seleccionó un TOP 10 de arranques y transformadores más fallados para lo que se realizó jerarquización por descargas atmosféricas tomando como referencia la información del informe operativo del año 2018 que indica la cantidad de transformadores fallados y el tiempo de duración fuera de servicio, así como las salidas de las derivaciones que los alimentan, tal como se observa en la Tabla 13 y Figura 40.

Tabla 13. Jerarquización de transformadores por duración de desconexión por descargas atmosféricas

ETIQUETAS DE TRANSFORMADORES	SUMA DE DURACIÓN Horas	SUMA DE CANTIDAD DE SALIDAS	CAUSA
1T04240	21,78	1	Descarga atmosférica
1T04243	21,78	1	Descarga atmosférica
1T04250	24,13	1	Descarga atmosférica
1T04259	46,57	1	Descarga atmosférica
1T04235	78,08	1	Descarga atmosférica
1T04237	21,78	2	Cambio transformador distribución fallado
1T04264	21,78	1	Cambio transformador distribución fallado
1T04234	21,78	4	Cambio transformador distribución fallado
1T04264	218,01	1	Descarga atmosférica
1T04266	22,03	2	Descarga atmosférica
1T04239	27,30	3	Descarga atmosférica
1T04234	48,89	4	Descarga atmosférica
1T04245	84,42	4	Descarga atmosférica
1T04268	177,31	5	Descarga atmosférica
1T04248	143,07	6	Descarga atmosférica
1T04243	107,59	1	Cambio transformador distribución fallado
1T04263	26,96	10	Descarga atmosférica

Figura 40. Jerarquización de transformadores por duración de desconexión por descargas atmosféricas



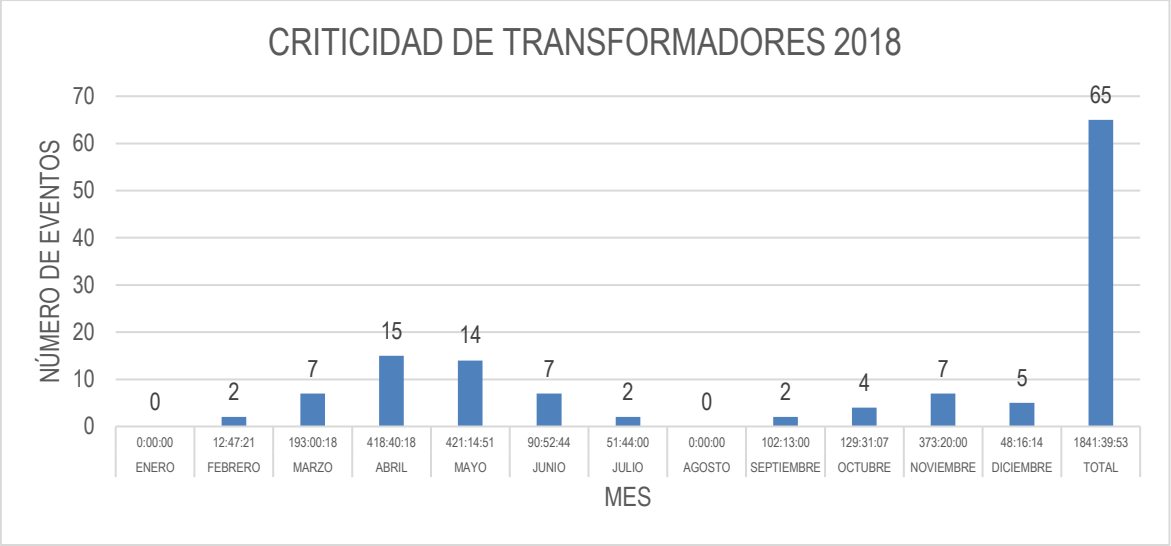
En esta medida los transformadores fallados de la derivación FSW363 presentaron de 1 a 15 fallas, tal como se muestra en la Tabla 14 donde se registra el número de eventos por mes.

Tabla 14. Criticidad de transformadores.

TRANSFORMADORES DERIVACIÓN FSW363 AÑO 2018		
MES	**DRURACIÓN(HH:MM:SS)**	**EVENTOS**
ENERO	0:00:00	0
FEBRERO	12:47:21	2
MARZO	193:00:18	7
ABRIL	418:40:18	15
MAYO	421:14:51	14
JUNIO	90:52:44	7

TRANSFORMADORES DERIVACIÓN FSW363 AÑO 2018		
MES	**DRURACIÓN(HH:MM:SS)**	**EVENTOS**
JULIO	51:44:00	2
AGOSTO	0:00:00	0
SEPTIEMBRE	102:13:00	2
OCTUBRE	129:31:07	4
NOVIEMBRE	373:20:00	7
DICIEMBRE	48:16:14	5
TOTAL	1841:39:53	65

Figura 41. Criticidad de transformadores 2018.



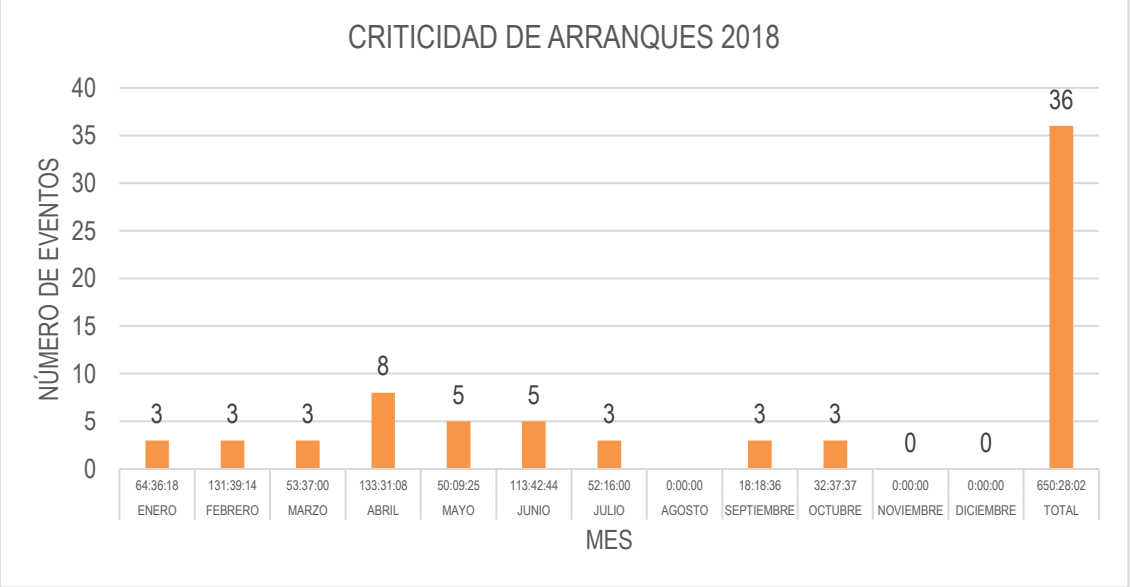
El mayor número de eventos se presentaron en marzo, abril, mayo y noviembre, tal como se muestra en la Figura 41, teniendo en total 65 eventos en el año 2018.

Respecto a los arranques La Tabla 15 muestra el número de eventos presente en cada mes del año 2018 en la derivación FSW363 y el tiempo de duración de la falla. El número de eventos osciló entre 0 y 8 eventos para el año 2018 y un total en horas superior a 650.

Tabla 15. Criticidad de arranques

ARRANQUES DERIVACIÓN FSW363 AÑO 2018		
MES	**DRURACIÓN(HH:MM:SS)**	**EVENTOS**
ENERO	64:36:18	3
FEBRERO	131:39:14	3
MARZO	53:37:00	3
ABRIL	133:31:08	8
MAYO	50:09:25	5
JUNIO	113:42:44	5
JULIO	52:16:00	3
AGOSTO	0:00:00	
SEPTIEMBRE	18:18:36	3
OCTUBRE	32:37:37	3
NOVIEMBRE	0:00:00	0
DICIEMBRE	0:00:00	0
TOTAL	650:28:02	36

Figura 42. Criticidad de arranques 2018.



La Figura 42, evidencia el número de eventos presentes mes a mes durante el año 2018, con mayor presencia durante los meses de abril, mayo y junio, para un total de 36 eventos en los arranques de la derivación FSW363

De esta manera, dado el informe preliminar de la firma KERAUNOS, se da construcción al plan de mejoramiento, en primera medida se realizó inspección punto a punto a través de las nuevas tecnologías, usando un Dron que permitió la vista superior y sin desconexión del servicio de energía como se puede evidenciar en la Figura 43, identificando los puntos críticos por árboles, estado de infraestructura y transformadores además de aislamiento contaminado y así programar la intervención en la red logrando realizar mantenimiento preventivo evitando fallas en el servicio de energía.

Figura 43. Imágenes tomadas con Dron: Postes, red M.T y transformadores.



Una vez identificadas estas falencias fue necesaria la intervención de personal operativo y técnico para realizar mantenimientos preventivos y correctivos incluyendo tomas de resistencias a los SPT identificados como críticos; puesto que

un alto porcentaje de las fallas ocurridas son de origen transitorio y al no existir una efectiva coordinación de protecciones o sistema de puesta a tierra (SPT), se vuelven permanentes y el tiempo de normalización excede los límites permisibles.

En esta medida, ejecutando el análisis de fallas presentadas en la derivación FSW363 del circuito PALDONJUANA del SDL de CENS utilizando como referencia los informes operativos de CENS del año 2018, se establece que el impacto de las fallas es alto, tal como se puede apreciar en el formato de informe preliminar de acuerdo a la metodología de gestión de activos que se describe en la Tabla 16.

Tabla 16. Clasificación e impacto del evento.

CLASIFICACIÓN DEL EVENTO		
Impacto		
Objetos de impacto		**Observaciones**
Personas:	01. Minina. Lesiones sin incapacidad	No se cuenta con información o evidencia de afectaciones a personas.
Ambiente:	01. Minina. La alteración del factor ambiental es igual o inferior al 20%, es decir, genera una afectación casi nula del componente ambiental considerado.	No se tiene evidencia de afectación a medio ambiente, ante eventos de derrame de aceite se aplica kit anti derrame como medida de mitigación
Costo:	04. Moderada. Entre >50 y <=100 (COP)/año	"COSTOS CALCULADOS"
Reputación:	02. Menor. Comienza un proceso de generación de opiniones que pueden llegar a medios masivos de comunicación.	Sector rural y minero. Se dificulta el restablecimiento del servicio en corto tiempo, e impacta la producción del sector minero.
Frecuencia:	5. Muy Alta. El evento ocurre aproximadamente cada 3 mes	Se presentan fallas constantes en transformadores y derivaciones asociadas a la derivación FSW363

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

La tabla anterior evidencia la matriz de probabilidad y consecuencia que finalmente nos arroja la metodología a emplear para el análisis de causa que para este caso se determinó el árbol de fallas que describiremos más adelante.

Del informe operativo del año 2018 se extrajeron los datos de los eventos con un registro de 36 eventos relevantes y un tiempo de falla de 2 492 horas para los arranques y de 65 eventos, con 1 841 horas, para los transformadores. Información contenida en las tablas 17 y 18.

Tabla 17. Eventos en los arranques 2018

EVENTOS ARRANQUES 2018								
EVENTO	#EVENTO	CÓDIGO	FECHA INICIAL	FECHA FINAL	A	B	DURACIÓN	DNA (kWh)
EVENTO 1	ASW3654	6FL10.	2/01/2018 7:32	3/01/2018 17:50	07:32	6:09:00 a. m.	34:17:00	67,453935
EVENTO 2	FSW364	6FO12.	6/01/2018 7:00	6/01/2018 16:30	07:00	7:29:00 a. m.	9:29:18	53,899005
EVENTO 3	FSW364	6FL02.	7/01/2018 17:39	8/01/2018 14:30	17:39	9:29:00 a. m.	20:50:00	118,34806
EVENTO 4	ESW6994	6FL10.	9/02/2018 6:28	9/02/2018 9:45	06:28	2:14:00 p. m.	3:16:14	23,548
EVENTO 5	PASW3868	6FL10.	10/02/2018 8:36	11/02/2018 15:50	08:36	8:09:00 a. m.	31:13:00	15,567193
EVENTO 6	ESW6994	6FL04.	9/02/2018 17:21	13/02/2018 18:30	17:21	5:29:00 a. m.	97:10:00	699,366
EVENTO 7	FSW369	6PL01.	23/03/2018 8:36	23/03/2018 15:23	08:36	8:36:00 a. m.	6:47:00	9,1386574
EVENTO 8	BSW5642	6FL10.	27/03/2018 17:01	28/03/2018 14:45	17:01	9:14:00 a. m.	21:43:00	964,89282
EVENTO 9	BSW6011	6FL10.	31/03/2018 12:52	1/04/2018 14:00	12:52	9:59:00 a. m.	25:07:00	1421,9787
EVENTO 10	FSW364	6FO12.	5/04/2018 7:27	5/04/2018 16:45	07:27	7:14:00 a. m.	9:17:42	52,800764
EVENTO 11	FSW364	6FL10.	12/04/2018 6:16	13/04/2018 6:18	06:16	5:41:00 p. m.	24:01:00	136,50691
EVENTO 12	BSW5927	6FL10.	12/04/2018 17:05	13/04/2018 6:18	17:05	5:41:00 p. m.	13:12:00	33,904241

EVENTOS ARRANQUES 2018								
EVENTO	#EVENTO	CÓDIGO	FECHA INICIAL	FECHA FINAL	A	B	DURACIÓN	DNA (kWh)
EVENTO 13	SW6566	6FL10.	13/04/2018 6:18	13/04/2018 8:50	06:18	3:09:00 p. m.	2:31:27	233,22248
EVENTO 14	FSW365	6FL10.	13/04/2018 8:50	13/04/2018 14:30	08:50	9:29:00 a. m.	5:39:59	14,181712
EVENTO 15	FSW365	7FO12.	14/04/2018 10:03	15/04/2018 10:00	10:03	1:59:00 p. m.	23:56:00	40,530809
EVENTO 16	FSW364	6FL10.	14/04/2018 8:53	15/04/2018 12:30	08:53	11:29:00 a. m.	27:36:00	156,86854
EVENTO 17	SW6575	7FO12.	14/04/2018 9:12	15/04/2018 12:30	09:12	11:29:00 a. m.	27:17:00	22,096195
EVENTO 18	SW6566	6FO12.	8/05/2018 14:35	8/05/2018 16:00	14:35	7:59:00 a. m.	1:24:24	129,97014
EVENTO 19	FSW365	6FL10.	9/05/2018 5:29	9/05/2018 12:02	05:29	11:57:00 a. m.	6:32:38	16,3779
EVENTO 20	FSW368	6FL10.	9/05/2018 12:51	9/05/2018 16:30	12:51	7:29:00 a. m.	3:38:42	18,624938
EVENTO 21	FSW364	6FL08.	9/05/2018 9:27	9/05/2018 17:01	09:27	6:58:00 a. m.	7:33:41	42,95289
EVENTO 22	PASW3868	6FL10.	12/05/2018 8:49	13/05/2018 15:50	08:49	8:09:00 a. m.	31:00:00	15,463316
EVENTO 23	FSW363	6FL04.	10/06/2018 13:02	10/06/2018 16:25	13:02	7:34:00 a. m.	3:22:44	271,96771
EVENTO 24	FSW369	6FL04.	10/06/2018 16:25	11/06/2018 14:30	16:25	9:29:00 a. m.	22:04:00	29,734691
EVENTO 25	FSW363	6FL12.	12/06/2018 9:41	13/06/2018 10:00	09:41	1:59:00 p. m.	24:18:00	1781,0555
EVENTO 26	ESW6994	6FL01.	11/06/2018 18:04	13/06/2018 16:40	18:04	7:19:00 a. m.	46:37:00	335,428
EVENTO 27	BSW5927	6FL10.	27/06/2018 16:08	28/06/2018 9:30	16:08	2:29:00 p. m.	17:21:00	44,543074
EVENTO 28	FSW369	7FO12.	17/07/2018 16:58	18/07/2018 0:30	16:58	11:29:00 p. m.	7:31:00	10,143
EVENTO 29	BSW5927	6FO12.	17/07/2018 14:32	18/07/2018 11:00	14:32	12:59:00 p. m.	20:27:00	52,51
EVENTO 30	PASW3868	6FO12.	17/07/2018 14:41	18/07/2018 15:00	14:41	8:59:00 a. m.	24:18:00	12,129
EVENTO 31	SW6566	6FO12.	13/09/2018 6:22	13/09/2018 9:40	06:22	2:19:00 p. m.	3:17:22	293,77
EVENTO 32	FSW365	6FO12.	13/09/2018 6:25	13/09/2018 14:40	06:25	9:19:00 a. m.	8:14:18	20,024
EVENTO 33	BSW5642	6FO12.	14/09/2018 10:03	14/09/2018 16:50	10:03	7:09:00 a. m.	6:46:56	280,935
EVENTO 34	SW6566	6FL10.	5/10/2018 8:51	5/10/2018 10:10	08:51	1:49:00 p. m.	1:18:20	117,846
EVENTO 35	FSW369	6FO12.	15/10/2018 7:58	15/10/2018 11:30	07:58	12:29:00 p. m.	3:31:17	4,475
EVENTO 36	PASW3868	6FL10.	23/10/2018 8:41	24/10/2018 12:30	08:41	11:29:00 a. m.	27:48:00	22,357
							650:28:02	

TIEMPO FUERA DE SERVICIO	**2492:07:55**

Tabla 18. Eventos en los transformadores 2018.

EVENTOS TRANSFORMADORES 2018						
EVENTO	#EVENTO	CÓDIGO	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

EVENTOS TRANSFORMADORES 2018						
EVENTO	**#EVENTO**	**CÓDIGO**	**FECHA INICIAL**	**FECHA FINAL**	**DNA (kWh)**	**DURACIÓN**
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	3/12/2018 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.	9/11/2018 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.	5/10/2018 6:26	5/10/2018 8:20	66,823	1:53:07
EVENTO 15	1T04239	7FL15.	3/10/2018 8:39	4/10/2018 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
EVENTO 18	1T08096	7FL04.	9/07/2018 11:48	10/07/2018 17:15	35,3	5:26:00
EVENTO 19	1T04249	7FL07.	2/07/2018 12:26	3/07/2018 10:45	54,9	22:18:00
EVENTO 20	1T04235	7FL08.	26/06/2018 14:27	26/06/2018 18:00	2,3	3:32:17
EVENTO 21	1T08088	7FL10.	26/06/2018 13:44	26/06/2018 17:20	1,1	3:35:33
EVENTO 22	1T08089	7FL08.	25/06/2018 8:47	26/06/2018 10:45	51,6	1:57:00
EVENTO 23	1T04254	7FT02.	22/06/2018 10:19	22/06/2018 11:46	2,6	1:27:00
EVENTO 24	1T04234	7FO12.	18/06/2018 9:38	19/06/2018 12:50	39,0	3:11:00
EVENTO 25	1T07599	7FL10.	11/06/2018 8:20	11/06/2018 14:29	38,9	6:09:54
EVENTO 26	1T04254	7FT02.	2/06/2018 11:59	3/06/2018 11:00	41,8	23:00:00
EVENTO 27	1T04263	7FL04.	30/05/2018 8:41	1/06/2018 13:00	24,4	4:20:00
EVENTO 28	1T04234	7FL10.	28/05/2018 7:50	28/05/2018 11:45	5,6	3:54:23
EVENTO 29	1T04240	7FL15.	17/05/2018 16:20	18/05/2018 12:35	27,7	20:14:00
EVENTO 30	1T04234	7FL15.	15/05/2018 13:18	16/05/2018 17:45	40,9	4:26:00
EVENTO 31	1T04240	7FT05.	14/05/2018 11:42	14/05/2018 15:00	4,5	3:17:27
EVENTO 32	1T04268	7FT01.	12/05/2018 5:08	18/05/2018 17:00	28,8	11:53:00
EVENTO 33	1T04266	7FO12.	11/05/2018 7:03	12/05/2018 5:07	16,7	22:03:00
EVENTO 34	1T04235	7FL08.	9/05/2018 16:00	10/05/2018 15:00	14,6	22:59:00
EVENTO 35	1T04252	7FL08.	9/05/2018 9:38	9/05/2018 10:31	2,9	0:52:59

EVENTO	#EVENTO	CÓDIGO	FECHA INICIAL	FECHA FINAL	DNA (kWh)	DURACIÓN
EVENTO 36	1T04242	7FL10.	9/05/2018 9:07	11/05/2018 5:00	11,0	19:54:00
EVENTO 37	1T04250	7FL10.	9/05/2018 7:44	9/05/2018 15:50	11,6	8:05:39
EVENTO 38	1T04241	7FL10.	9/05/2018 7:26	11/05/2018 5:00	38,6	21:35:00
EVENTO 39	1T04263	7FL08.	5/05/2018 14:58	6/05/2018 4:05	6,1	13:06:00
EVENTO 40	1T10164	7PT03.	3/05/2018 14:25	3/05/2018 15:00	22,6	0:34:23
EVENTO 41	1T04248	7FT01.	28/04/2018 9:06	2/05/2018 17:10	26,6	8:05:00
EVENTO 42	1T04263	7FL08.	27/04/2018 13:03	28/04/2018 13:50	11,6	0:46:00
EVENTO 43	1T08089	7FL10.	26/04/2018 11:16	27/04/2018 10:35	46,3	23:18:00
EVENTO 44	1T04263	7FL08.	21/04/2018 16:38	22/04/2018 11:00	8,6	18:21:00
EVENTO 45	1T04263	7FL10.	19/04/2018 18:49	20/04/2018 14:50	9,3	20:00:00
EVENTO 46	1T04248	7FO12.	16/04/2018 17:20	17/04/2018 10:45	4,4	17:24:00
EVENTO 47	1T04263	7FO12.	16/04/2018 7:12	16/04/2018 14:50	3,6	7:37:34
EVENTO 48	1T04268	7FL15.	14/04/2018 9:25	14/04/2018 10:03	0,1	0:37:43
EVENTO 49	1T04235	7FO12.	14/04/2018 8:33	17/04/2018 14:40	49,7	6:08:00
EVENTO 50	1T04245	7FL08.	12/04/2018 7:01	13/04/2018 6:18	31,4	23:16:00
EVENTO 51	1T04266	7FL08.	9/04/2018 7:16	10/04/2018 14:00	23,3	6:43:00
EVENTO 52	1T04263	7FL08.	6/04/2018 18:27	7/04/2018 12:00	8,2	17:32:00
EVENTO 53	1T09827	7FT02.	3/04/2018 14:42	4/04/2018 11:30	53,2	20:47:00
EVENTO 54	1T08088	7FL07.	2/04/2018 14:44	3/04/2018 16:00	7,6	1:15:00
EVENTO 55	1T10164	7FT05.	2/04/2018 10:39	2/04/2018 17:30	269,4	6:50:01
EVENTO 56	1T04245	7FO12.	29/03/2018 8:54	30/03/2018 15:30	41,2	6:35:00
EVENTO 57	1T04255	7FT02.	27/03/2018 14:09	27/03/2018 15:50	1,1	1:40:59
EVENTO 58	1T08087	7FT02.	26/03/2018 8:17	26/03/2018 15:03	19,4	6:45:19
EVENTO 59	1T04243	7FT01.	17/03/2018 5:02	21/03/2018 17:00	63,7	11:59:00
EVENTO 60	1T04239	7FL10.	9/03/2018 17:54	10/03/2018 9:30	10,4	15:35:00
EVENTO 61	1T04250	7FL10.	9/03/2018 10:36	10/03/2018 10:50	34,6	0:13:00
EVENTO 62	1T04249	7FL10.	9/03/2018 9:33	9/03/2018 15:45	15,2	6:12:00
EVENTO 63	1T04268	7FL08.	12/02/2018 9:07	12/02/2018 16:00	1,3	6:52:17
EVENTO 64	1T04268	7FL10.	11/02/2018 8:24	11/02/2018 14:20	1,1	5:55:04
EVENTO 65	1T07362	7FL07.	25/11/2018 16:49	26/11/2018 13:25	9,235	20:35:00
						1841:39:53

3.1.1 Costos de Intervención derivación FSW363. La Tabla 19 muestra los costos en que se incurre para la corrección de las fallas presentes en la derivación FSW363. El costo total de la mano de obra, tanto para los arranques y transformadores es de $17 501 176; el costo de materiales es de $21 136 332, el DNA, por valor de $12 497 105,36 y por servicios es de $8 258 071, para un total de $59 392 684,88.

Tabla 19. Costos derivación FSW363

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
		TOTAL	$ 59 392 684,88

3.2 PLAN DE MEJORAMIENTO AL CIRCUITO PALDONJUANA

En la tabla 20 se describe el plan de mejoramiento para el circuito analizado y que contempla entre otros aspectos la perspectiva a la cual está dirigida que en este caso son los clientes, se incluyen objetivos del proceso y específicos de la actividad a desarrollar. También contempla actividades tales como levantamiento en terreno de la información de la derivación FSW363, selección y análisis de la información, intervención mantenimiento preventivo y correctivo, medición resistividad terreno en puntos críticos, poda de árboles cerca a la red de media tensión, coordinación de protecciones y remodelación de redes que junto a sus metas, cronogramas e

indicadores están enfocados al mejoramiento de los indicadores de calidad buscando las disminuir las salidas forzadas logrando así la satisfacción del cliente.

Tabla 20. Plan de mejoramiento al circuito PALDONJUANA.

Plan de Mejoramiento en la derivación FSW363 del circuito PALDONJUANA del SDL de CENS											
PERSPECTIVA	**OBJETIVO ESTRATÉGICO**	**OBJETIVO ESPECIFICO**	**OBJETIVO DE PROCESO**	**ANTECEDENTES**	**ACTIVIDAD**	**META**	**PROGRAMAS / CRONOGRAMAS**	**INDICADOR**	**RESPONSABLE**	**FECHA INICIO**	**FECHA FINAL**
CLIENTES	Prestación del servicio con calidad, continuidad, atención oportuna y responsabilidad social	Garantizar Calidad y Continuindad del Servicio de Energía en el Circuito PALDONJUANA Derivación FSW363	MANTENER Y MEJORAR •Analizar las fallas presentadas en la derivación FSW363 del circuito PALDONJUANA del SDL de CENS utilizando como referencia los informes operativos de CENS de los años 2016 a 2018. / •Plantear un plan de mejoramiento basado en gestión de activos para mitigar o corregir las fallas en la derivación FSW363.	En los años 2016, 2017 Y 2018 existieron 140 desconexiones en transformadores con una duracion de 4302 horas y 31 minutos que cada año aumentaron en cantidad y duración desmejorando la calidad del servicio.	Levantamiento en terreno de la información de la derivación FSW363	Inspeccionar 49,3 km de red de Media Tensión	Plan Operativo de Mantenimiento. Cronograma de Inspecciones	Kilometros programados / Kilometros ejecutados	Gestor de Equipo	01/04/2019	01/06/2019
					Selección y Analisis de la información	N.A	Metodología Análisi de Falla Gestión de Activos	N.A	Gestor de Equipo	01/04/2019	01/06/2019
					Intervención Mantenimiento Preventivo y Correctivo	Cambio estrucuturas en Riesgo y Poda de árboles	SCL	N.A	Gestor de Equipo	01/07/2019	01/11/2019
					Medición Resistividad Terreno en Puntos críticos	Medidas de resisitividad en 5 puntos críticos	N.A	N.A	Gestor de Equipo	01/04/2019	01/06/2019
				En los años 2016, 2017 Y 2018 existieron 153 desconexiones en arranques qcon una duración de 2717 horas y 49 minutos que cada año se han reducido en cantidad y duración.	Poda de árboles cerca a la red de M.T	Reducir fallas por Poda de árboles	Cronograma de Podas	N.A	Gestor de Equipo	01/07/2019	01/11/2019
					Coordinación de Protecciones	Implementar Esquema Salvafusibles	Cronograma Protecciones	N.A	Gestor de Equipo	01/02/2020	01/05/2020
					Remodelación de Redes	Remodelar 4 km de red de Media Tensión	Plan Operativo Remodelación Primarias y Secundarias	Remodelaciones Programadas/ Remodelaciones Ejecutadas	Gestor de Equipo	01/06/2020	01/08/2020

La tabla 21 denominada análisis de causa raíz – árbol de fallas describe la definición del problema donde se plasman datos relevantes como período evaluado que para este caso es el año 2018; Horómetro que corresponde a la medición en horas de los eventos generados en la derivación FSW363 y finalmente la sigla TFS (tiempo fuera de servicio) que arrojó los datos descritos de 2492 horas, 7 minutos y 55 segundos. Se continúa con la taxonomía que es la jerarquización de la red iniciando con la línea de negocio así distribución/ circuito/ ramal/ segmento y activo/ código del activo. En esta tabla también se describen los objetos de impacto con las variables personas, ambiente, costo y reputación y su respectiva selección aplicando la metodología de gestión de activos del grupo EPM.

Otros aspectos que se tienen en cuenta en el formato reporte preliminar son alarmas presentadas, acciones inmediatas ejecutadas, correcciones, hallazgos preliminares y antecedentes los cuales se plasmaron en el plan de mejoramiento descrito anteriormente.

Tabla 21. Análisis de causa raíz – árbol de fallas.

CENS Grupo-epm	**CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.** **SISTEMA DE GESTIÓN**				
	ANÁLISIS DE CAUSA RAÍZ - ÁRBOL DE FALLAS				
2. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA					
Nombre del Evento	**Análisis de fallas presentadas en la derivación FSW363 del circuito PALDONJUANA del SDL de CENS utilizando como referencia los informes operativos de CENS del año 2018.**				
Fecha inicial del evento	2/01/2018	Hora inicial del Evento:	7:32	Horómetro:	101
Fecha final del evento	30/12/2018	Hora final del Evento:	11:10	TFS	2492:07:55
TAXONOMÍA					
Jerarquía			**Observaciones**		
Línea de Negocio	Transmisión distribución		Distribución		
Instalación	Circuito		PALDONJUANA		
Planta/Unidad	Ramal		FSW363		
Sección/Sistema	Segmento		FSW363		
Activo:	Red de distribución de M.T. derivación FSW363 del circuito PALDONJUANA				
OW	62283		No. OT Correctiva:		
No. Solicitud de trabajo:			No. Activos Similares:		
CONTEXTO OPERATIVO DEL ACTIVO					
Descripción de los Rangos Operativos y Función Actual			Figura / Plano / Esquema		
DEFINICIÓN DEL PROBLEMA					
Se vienen presentado fallas repetitivas sobre el arranque FSW363 y sus derivaciones que afecta el servicio aproximadamente a 50 transformadores de la vereda. Los registros para este análisis de falla se encuentran documentados en los informes operativos diarios desde el año 2016 hasta el 2018; para este reporte se tendrá en cuenta					

solo 2018. Estas interrupciones afectan directamente a usuarios de las veredas Ayacucho, Morretón, la Playa, La Selva, Orope y la industria minera que se encuentra en la zona. Por consiguiente, un alto porcentaje de las fallas ocurridas son de origen transitorio y al no existir una efectiva coordinación de protecciones o sistema de puesta a tierra (SPT), se vuelven permanentes y el tiempo de normalización excede los límites permisibles.

IMPACTOS		
Objetos de impacto		**Observaciones**
Personas	01. Minina. Lesiones sin incapacidad	No se cuenta con información o evidencia de afectaciones a personas.
Ambiente	01. Minina. El área de afectación del factor ambiental comprende instalaciones del activo o sin afectación.	No se tiene evidencia de afectación a medio ambiente, ante eventos de derrame de aceite se aplica kit anti derrame como medida de mitigación.
Costo	04. Moderada. Entre >50 y <=100 (COP)/año	"COSTOS CALCULADOS"
Reputación	02. Menor. Comienza un proceso de generación de opiniones que pueden llegar a medios masivos de comunicación.	Sector rural y minero. Se dificulta el restablecimiento del servicio en corto tiempo, e impacta la producción del sector minero.

PROBABILIDAD DE FALLA	
PROBABILIDAD DE FALLA	**OBSERVACIONES**
5. Muy Alta. El evento ocurre aproximadamente cada 3 mes	Se presentan fallas constantes en transformadores y derivaciones asociadas a la derivación FSW363.

ALARMAS PRESENTADAS

Fallas mensuales en arranques siendo los meses más críticos abril, mayo y junio y para transformadores marzo, abril, mayo, junio y noviembre.

Fallas instantáneas que se convierten en permanentes.

ACCIONES INMEDIATAS EJECUTADAS

Cambio de fusibles, cambio de transformadores, reposición de infraestructura.

Poda de árboles, cambio de DPS (Dispositivos de protección contra sobretensiones), cortacircuitos y aislamientos.

CORRECCIONES

Se realizó cambio de transformadores fallados y mejoramiento de SPT (sistema de puesta a tierra). Por consiguiente, se toman mediciones de resistivad del suelo para análisis y mejora.

Reposición o cambio de estructuras (Postes y crucetas).

Retención de redes para evitar que se presenten fallas por acercamiento, cuando se presentan fuertes vientos.

HALLAZGOS PRELIMINARES ENCONTRADOS	
Teniendo en cuenta el informe operativo del año 2018, específicamente para fallas en transformadores por descargas atmosféricas, se realiza un análisis gráfico que se identifica en la hoja "hallazgos preliminares" en el cual se visualiza un total de 33 fallas; siendo los transformadores 1T04263 con 8 fallas y 1T04268 con 4 fallas, los de mayor frecuencia de falla. Las mediciones de resistividad tomadas en las ubicaciones especificadas en la Tabla "resistividad del terreno - hoja Hallazgos Preliminares"; Permiten identificar valores de resistividad muy por encima de los que se indica para subestaciones de media tensión y protección contra rayos con un valor máximo de resistencia de puesta a tierra de 10 ohmios. Según las normas adoptadas por el Grupo EPM.	
ANTECEDENTES	
Fecha	**Evento**
14/04/2014	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 planes de mejoramiento al circuito
9/01/2016	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 análisis de la información de la cual se desprende este formato preliminar.

La Tabla 22, muestra el impacto de causa raíz con un riesgo alto para el análisis de las fallas, lo que repercute sobre los usuarios del sistema y un incremento en los costos de la compañía, la cual requiere de $59 392 685 para la corrección de las fallas presentes.

En esta tabla se describe el nombre del evento y la matriz de riesgos: probabilidad vs consecuencia donde se seleccionan las variables de acuerdo a los riesgos y categorías desde aceptable (categoría 1) hasta extremo (categoría 4) que para el caso en estudio se seleccionó riesgo alto y categoría 3 y la técnica recomendada para aplicar el análisis de falla es árbol de falla o diagrama de causa – efecto o mapa de causas.

Para este caso puntual se seleccionó la técnica de árbol de fallas que se describe más adelante en la figura 44.

Tabla 22. Análisis de causa raíz – impacto.

CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P. SISTEMA DE GESTIÓN					
ANÁLISIS DE CAUSA RAÍZ - ÁRBOL DE FALLAS					
3. IMPACTO					
Nombre del Evento	tadas en la derivación FSW363 del circuito PALDONJUANA del SDL de CENS utilizando como referencia los informes operativo				
VALORACIÓN DE LA MATRIZ DE RIESGOS PARA ANÁLISIS DE FALLAS					

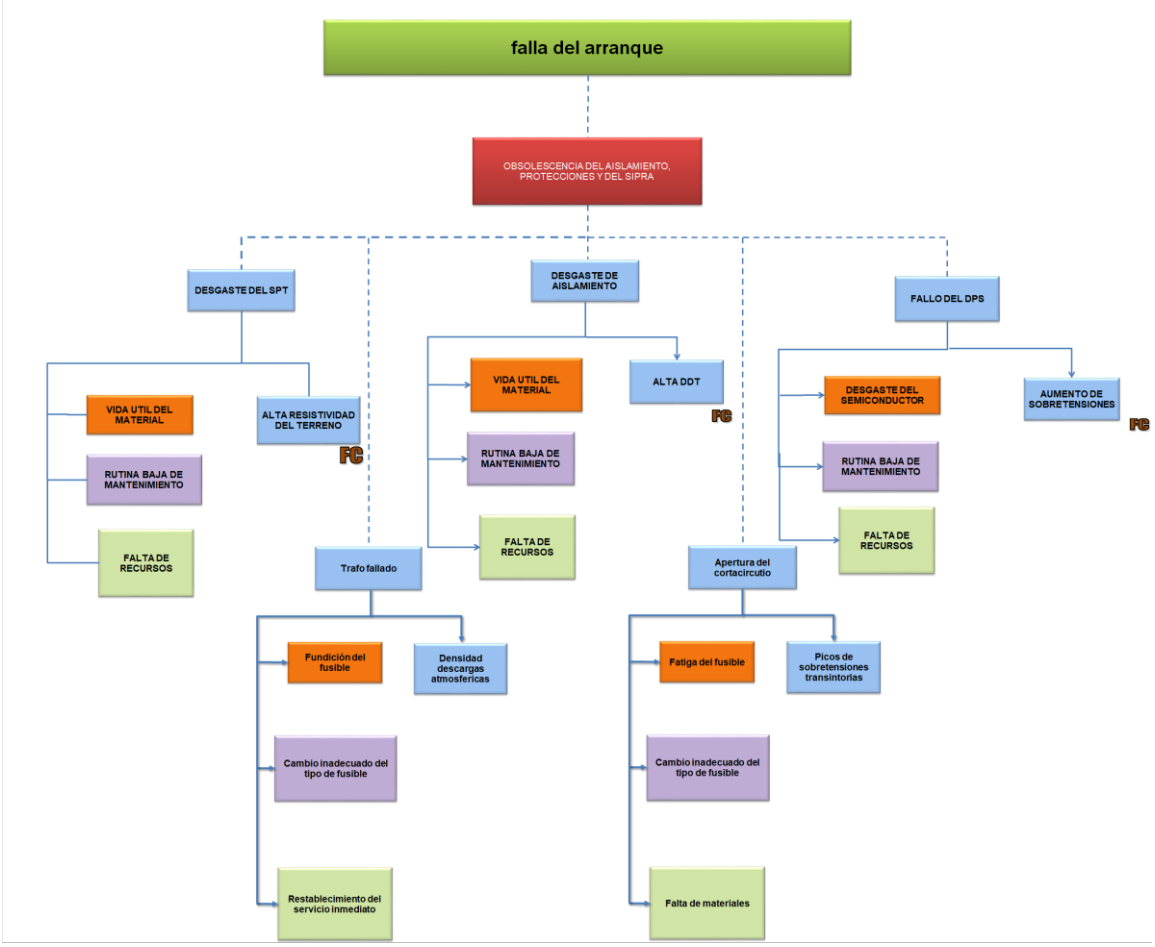
		CONSECUENCIA				
PROBABILIDAD		Mínima	Menor	Moderada	Mayor	Máxima
		1	2	4	8	16
Muy alta	5	5	10	20	40	80
Alta	4	4	8	16	32	64
Media	3	3	6	12	24	48
Baja	2	2	4	8	16	32
Muy Baja	1	1	2	4	8	16

Riesgo y categoría del evento:	Alto	La técnica de análisis es:	Árbol de fallas o Diagrama de causa y efecto o Mapa de Causas

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

CUANTIFICACIÓN DE COSTOS DEL EVENTO			
Costos por afectación a personas	$ -	Costos de reparación y restablecimiento del servicio	$ 38.637.508,53
Costos por afectación al medioambiente	$ -	Costos por impacto en la operación	$ 12.497.105,36
Costos por afectación a terceros	$ -	Otros Costos	$ 8.258.071,00
COSTO TOTAL ($):			$ 59.392.685

Figura 44. Árbol de fallas.



En la Figura 44 denominada árbol de falla se presenta una muestra de la metodología establecida por la gestión de activos de CENS, para este caso falla del arranque al que se plantean hipótesis y variables que pueden ser controladas o no controladas a las que se definen medidas de control o mitigación que son llevados al comité de análisis de fallas para definir un plan de mejoramiento para un efectivo control y seguimiento de los hallazgos. La metodología completa puede observarse en el Anexo B.

4. PRUEBAS DE AISLAMIENTO EN LABORATORIOS DE ALTA TENSIÓN

4.1 DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS DE AISLAMIENTO ELÉCTRICO PARA AISLADORES TIPO PIN Y SUSPENSIÓN DESMANTELADOS EN LA DERIVACIÓN FSW363 DEL CIRCUITO PALDONJUANA.

Para el desarrollo de este objetivo se tomó como referencia el informe de coordinación de protecciones en el que se simularon fallas trifásicas y monofásicas en los puntos críticos, así como las pruebas realizadas en los laboratorios de Alta Tensión de la UIS y de CENS a aisladores nuevos y desmantelados de la red del circuito PALDONJUANA en la derivación FSW363 a los cuales se realizó marcación para identificar los puntos de donde fueron desinstalados.

4.1.1 Pruebas de aislamiento Laboratorio LEMAT-CENS. A continuación, se enuncian los elementos y las normas utilizadas en la realización de las pruebas de aislamiento (prueba de tensión de flameo en baja frecuencia (60 Hz) y prueba de tensión sostenida en húmedo a baja frecuencia), realizadas en el Laboratorio de ensayos, metrología y asistencia técnica “LEMAT” propiedad de CENS S.A E.S.P.

Tabla 23. Informe de ensayos a elementos, herramientas y equipos.

N° de Informe	210 de 2019	N° de ST		N.A	
Fecha de Ingreso	21/06/2019	Objeto de Ensayo		Aislamiento	
Fecha de Ejecución	21/06/2019	Equipo Utilizado		PHENIX KVM100 No.311399	
Solicitante	HELFAR FREDID RICO RAMIREZ -CENS	Condiciones Ambientales del Ensayo			
Dirección	N.A				
Municipio	CUCUTA	Temperatura	18.7°C-18.4°C	Humedad relativa	56.6 % -56 %
Lugar donde se realiza el ensayo: Laboratorio de Ensayos, Metrología y Asistencia Técnica – CENS S.A. E.S.P.					

Ítem	Elemento	Clase	Marca	Serie	Voltaje Nominal (kV)	Valores Eléctricos			Tiempo de Ensayo	Método	Resultado del Ensayo
						Tensión Aplicada (kV)	Corriente de Fuga				
							Valor	Unidad			
1	Aislador sintetico	N.A	N.A	Nuevo	13,2	13	10.9	mA	67 s	NTC 1285	CONFORME
2	Aislador sintetico	N.A	N.A	Nuevo	13,2	13	11	mA	67 s	NTC 1285	CONFORME
3	Aislador tipo pin	N.A	N.A	Nuevo	13,2	12.9	41.5	mA	67 s	NTC 1285	CONFORME
4	Aislador tipo pin	N.A	N.A	Nuevo	13,2	12.9	55.6	mA	67 s	NTC 1285	CONFORME
5	DPS	N.A	N.A	Nuevo	13,2	10.3	299	mA	67 s	NTC 4389	CONFORME
6	DPS	N.A	N.A	Nuevo	13,2	10.3	299	mA	67 s	NTC 4389	CONFORME
7	Aislador suspensión	N.A	N.A	Nuevo	13,2	12.9	159.5	mA	67 s	NTC 1285	CONFORME
8	Aislador suspensión	N.A	N.A	Nuevo	13,2	12.8	164	mA	67 s	NTC 1285	CONFORME
9	Aislador tipo pin	N.A	N.A	Usado	13,2	12.9	9.2	mA	67 s	NTC 1285	CONFORME
10	Aislador tipo pin	N.A	N.A	Usado	13,2	12.9	9.3	mA	67 s	NTC 1285	CONFORME

Ítem	Elemento	Clase	Marca	Serie	Voltaje Nominal (kV)	Valores Eléctricos			Tiempo de Ensayo	Método	Resultado del Ensayo
						Tensión Aplicada (kV)	Corriente de Fuga				
							Valor	Unidad			
11	Aislador tipo pin	N.A	N.A	Usado	13,2	13	42.3	mA	67 s	NTC 1285	CONFORME
12	Aislador tipo pin	N.A	N.A	Usado	13,2	12.9	52.9	mA	67 s	NTC 1285	CONFORME
13	Aislador tipo pin	N.A	N.A	Usado	13,2	12.9	41.7	mA	67 s	NTC 1285	CONFORME
14	Aislador tipo pin	N.A	N.A	Usado	13,2	93	N.A	mA	67 s	NTC 1285	CONFORME
15	Aislador suspensión	N.A	N.A	Nuevo	13,2	87	N.A	mA	67 s	NTC 1285	CONFORME

Criterio de conformidad: NTC 1285 Especificación estándar para el cuidado en servicio de aisladores tipo pin –suspensión / Numerales 7.1. NTC 4389 Especificación estándar para el cuidado en servicio de DPS (descargadores de sobretensión)	Trazabilidad: El equipo PHENIX KVM100 No.311399 utilizado por el Laboratorio en estos ensayos, está trazado a patrones nacionales y cuenta con Informe de Calibración N° ETTRQM-7854, expedido por SIEMENS. El equipo ERASMUS No. 109044 utilizado por el Laboratorio en estos ensayos, está trazado a patrones nacionales y cuenta con Informe de Calibración N° CMK-ELEC-19159, expedido por COLMETRIK.
Observaciones:N.A	

Estas pruebas se le aplicaron a elementos de la red de distribución como aisladores tipo pin, aislador de suspensión o retención y DPS, teniendo en cuenta el estado de los elementos, el tipo y las condiciones atmosféricas en el momento de la ejecución, las cuales se basaron en las normas NTC 1285 “Métodos de ensayo para aisladores de potencia eléctrica” y NTC 4389 “Descargadores de sobretensiones (pararrayos)-de óxido metálico sin espaciadores (gaps) para sistemas de corriente alterna.” respectivamente como se observa en la Tablas 24 y 25.

Tabla 24. Resultados de las pruebas de tensión de flameo en baja frecuencia en seco y tensión sostenida en húmedo a baja frecuencia emitidos por el Laboratorio de Ensayos, Metrología y Asistencia Técnica de CENS.

PRUEBAS DE AISLAMIENTO										
MUESTRA	MÉTODO DE ENSAYO	ELEMENTO	NUEVO O USADO	ESTADO	TEMPERATURA °C	HUMEDAD %	TIEMPO (s)	VOLTAJE (kV) ± 0.1	CORRIENTE (µA)	CUMPLE ENSAYO
1	Tensión de flameo en seco a baja frecuencia	Aislador sisntetico 001	Nuevo	Seco	18.3	56.4	27	13	10.9	SI
1	Tensión sostenida en húmedo a baja fercuencia	Aislador sisntetico 001	Nuevo	Húmedo	18.3	56.4	27	13	11	SI
2	Tensión de flameo en seco a baja frecuencia	Aislador tipo pin 002	Nuevo	Seco	18.7	57.3	27	12.9	41.5	SI
2	Tensión sostenida en húmedo a baja fercuencia	Aislador tipo pin 002	Nuevo	Húmedo	18.7	57.3	27	12.9	55.6	SI
3	Tensión de flameo en seco a baja frecuencia	DPS 003	Nuevo	Seco	18.4	56.6	27	10.3	299	SI
3	Tensión sostenida en húmedo a baja fercuencia	DPS 003	Nuevo	Húmedo	18.4	56.6	27	10.3	299	SI
4	Tensión de flameo en seco a baja frecuencia	004	Nuevo	Seco	18.2	57	27	12.9	159.5	SI
4	Tensión sostenida en húmedo a baja fercuencia	004	Nuevo	Húmedo	18.2	57	27	12.8	164	SI
5	Tensión de flameo en seco a baja frecuencia	Aislador tipo pin 005	Usado	Seco	17.9	56.6	27	12.9	9.2	SI
5	Tensión sostenida en húmedo a baja fercuencia	Aislador tipo pin 005	Usado	Húmedo	18.1	56.6	27	12.9	9.3	SI
6	Tensión de flameo en seco a baja frecuencia	Aislador tipo pin 006	Usado	Seco	18.1	56.2	27	13	42.3	SI
6	Tensión sostenida en húmedo a baja fercuencia	Aislador tipo pin 006	Usado	Húmedo	18.1	56.2	27	12.9	52.9	SI
7	Tensión sostenida en húmedo a baja fercuencia	Aislador tipo pin 007	Usado	Seco	18.3	56.6	27	12.9	41.7	SI
8	Tensión de flameo en seco a baja frecuencia	Aislador tipo pin 008	Usado	Seco	18.3	56.6	NA	93	NA	SI
9	Tensión de flameo en seco a baja frecuencia	009	Nuevo	Seco	18.3	56.6	NA	87	NA	SI
10	Tensión de falmeo en seco a baja frecuencia	Aislador sisntetico 010	Nuevo	Seco	18.3	56.6	NA	100	NA	NA

Las especificaciones eléctricas evaluadas (tensión de flameo en baja frecuencia en seco y tensión sostenida en húmedo a baja frecuencia) junto con la tensión disruptiva son requerimientos técnicos de CENS grupo EPM a la hora de adelantar la compra de estos elementos con alguno de los proveedores.

En el Anexo C se presentan los registros fotográficos de las muestras y montajes realizados, Así mismo, las especificaciones de los elementos utilizados en el laboratorio de CENS.

4.1.2 Pruebas de aislamiento Laboratorio de Alta Tensión-UIS. Las pruebas para determinar la tensión de chispa (flameo de impulso atmosférico positivo, onda 1,2/50) y la tensión de flameo en seco a baja frecuencia (60 Hz) se realizaron en el Laboratorio de Alta tensión de la Universidad Industrial de Santander (UIS) para dos muestras desmanteladas de aisladores tipo PIN modelo ANSI 55-8216. Los resultados de estas pruebas corregidas a condiciones normalizadas, parámetros de

aislamiento del catálogo y error porcentual se evidencian en las Tabla 25 y 26. Estas pruebas también se fundamentaron de acuerdo a la NTC 1285.

Tabla 25. Resultado prueba de laboratorio para determinar tensión de chispa para aislador tipo PIN modelo ANSI 55-8216

Resultado prueba de laboratorio para determinar tensión de chispa para aislador tipo PIN modelo ANSI 55-8216			
N° de muestra	Flameo de impuso positivo – catálogo	Flameo de impulso positivo - experimental	Error porcentual [%]
Muestra 1	130 kV	125,7 kV	3,31%
Muestra 2	130 kV	125,42 kV	3,55%

Tabla 26. Resultado prueba de laboratorio para determinar tensión de flameo de baja frecuencia en seco para aislador tipo PIN ANSI 55-8216.

Resultado prueba de laboratorio para determinar tensión de flameo de baja frecuencia en seco para aislador tipo PIN ANSI 55-8216			
N° de muestra	Flameo de baja frecuencia en seco – catálogo	Flameo de baja frecuencia en seco - experimental	Error porcentual [%]
Muestra 1	80 kV	79,8 kV	0,25 %
Muestra 2	80 kV	75,8 kV	5,25%

De acuerdo a los informes de conformidad de aislamiento emitidos por el LEMAT de CENS (Tabla 24) y los resultados de las pruebas realizadas a los dos aisladores tipo pin en el Laboratorio de Alta Tensión (Tabla 25 y 26) de la UIS, se podría concluir que los operadores de Red no deberían estar realizando cambios de aislamiento ya que los aisladores instalados hace aproximadamente 25 años aún cumplen con los estándares establecidos por el fabricante y los rangos se encuentran ajustados de acuerdo a la norma de ensayos y metrología. Asimismo, se recomienda realizar pruebas selectivas a los aisladores y DPS que se vean

impactados por descargas atmosféricas al momento de realizar mantenimientos programados.

La metodología Up and Down, utilizada para determinar la tensión de chispa o tensión critica de flameo “CFO”, características de los equipos, datos registrados, montaje, expresiones y procedimiento utilizado se describe en el Anexo C.

5. DESCARGAS ATMOSFÉRICAS Y SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA

5.1 VERIFICACIÓN DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EN TRANSFORMADORES Y ARRANQUES NFORME INICIAL DEL CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN

La ubicación geográfica de la derivación FSW363, las redes y los transformadores del SDL están expuestos a fallas transitorias por descargas atmosféricas, por lo tanto, se realizaron mediciones de resistencia del SPT y se proponen alternativas de solución para mejorar la calidad del servicio en la derivación objeto de análisis.

Tomando como base los datos registrados en los informes operativos de los años 2016 al 2018; información verbal de los usuarios del servicio y personal técnico que atendió los diferentes eventos presentados al momento de la falla en la derivación que se está analizando, se seleccionaron los puntos para mediciones de resistividad que serán objeto de análisis para proponer un SPT adecuado para la ubicación geográfica. De manera tal que brinden protección a los habitantes y a los equipos conectados a la red de distribución.

Con base en lo anterior y como se menciona en otros apartes del documento se realizó recorrido punto a punto con Dron, se transcribe la información recolectada en el formato de inspección de circuitos y se elabora un Plan de Trabajo (PDT) para posterior intervención a través de una consigna local.

También es importante enunciar que mediante comparación de eventos registrados como Forzados o No Programados y su respectivo cierre con causa descarga atmosférica se seleccionaron aleatoriamente puntos de falla y descargas

atmosféricas presentadas en la zona en la fecha del evento como se pudo evidenciar mediante el link: Blitzortung.org, la cual es una herramienta de uso libre.

5.1.1 Verificación de descargas atmosféricas en transformadores y arranques. Usando la herramienta tecnológica llamada Blitzortung.org., que es una red de detección de rayos para la ubicación de las descargas electromagnéticas en la atmósfera se realizó una validación de la fecha de los eventos registrados en la red y reportados con la causa de descargas atmosféricas y que se describen más adelante.

En esta aplicación las estaciones transmiten sus datos en intervalos cortos de tiempo a través de Internet a su servidor, que recibe la posición exacta de cada estación y calcula así el lugar de la caída del rayo, sin duplicar la información capturada. La información suministrada se encuentra sincronizada en tiempo UTC (Tiempo Universal Coordinado) que es utilizado por las páginas web para tener una exactitud en su medición y esta adelantada cinco horas, a la hora colombiana.

La metodología empleada será de validación de eventos en la red, los arranques o derivaciones y también en transformadores, tomando como referencia la Tabla 27:

5.1.2 Verificación de descargas atmosféricas en transformadores.

Tabla 27. Resumen descargas atmosféricas en transformadores 2016, 2017 y 2018

Código del elemento	#	Descargas atmosféricas en transformadores 2016 FSW363																							
		ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO		JULIO		AGOSTO		SEPTIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE	
		DIA	HORA	DIA	HORA	DIA	HORA	DIA	HORA	DIA	HORA	DIA	HORA	DIA	HORA	DIA	HORA	DIA	HORA	DIA	HORA	DIA	HORA	DIA	HORA
1T04258	1																					2	10:24		
1T04258	2																					4	8:23		
1T04239	3																					5	6:03		
1T04238	4																					17	15:00		
		Descargas atmosféricas 2017 FSW363																							
		ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO		JULIO		AGOSTO		SEPTIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE	
		DIA	HORA	DIA	HORA	DIA	HORA	DIA	HORA	DIA	HORA	DIA	HORA	DIA	HORA	DIA	HORA	DIA	HORA	DIA	HORA	DIA	HORA	DIA	HORA
1T04263	5					27	8:05																		
1T04263	6																	30	16:18						
1T10351	7																			4	10:35				
1T04263	8																			4	13:18				
1T04260	9																			5	12:47				
1T04266	10																			3	8:13				
1T04263	11																					5	15:58		
1T04238	12																					16	8:14		
1T04249	13																							20	10:43
		Descargas atmosféricas 2018 FSW363																							
		ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO		JULIO		AGOSTO		SEPTIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE	
		DIA	HORA	DIA	HORA	DIA	HORA	DIA	HORA	DIA	HORA	DIA	HORA	DIA	HORA	DIA	HORA	DIA	HORA	DIA	HORA	DIA	HORA	DIA	HORA
1T04245	14					29	8:54																		
1T04235	15							14	8:33																
1T04263	16							16	7:12																
1T04248	17							16	17:20																
1T04266	18									11	7:03														
1T04234	19											18	9:38												
1T04259	20																					3	17:34		
1T04263	21																					23	14:00		
1T04239	22																					26	10:14		

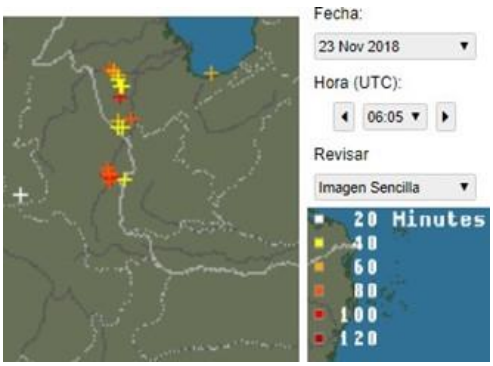
De esta manera, se tomaron como referencia eventos registrados en los meses de mayo y noviembre de 2018 en transformadores y arranques, cuya causa fue reportada como descarga atmosférica en el informe operativo y que se validó en el aplicativo que describe la hora y fecha de la descarga la cual coincide con el reporte dado por el personal operativo y lo señalado por habitantes de la región eligiendo los dos puntos más críticos para su estudio tal como se expone en la Tabla 28

Tabla 28. Muestra de descargas atmosféricas en transformadores años 2016, 2017 y 2018

COD TRAFO	FECHA_INICIAL	FECHA_FINAL	DIRECCION	ALIMENTADOR	SUBCAUSA	COMENTARIO
1T04263	23/11/2018 14:00				DESCARGA ATMOSFÉRICA	
1T04263	16/04/2018 7:12				DESCARGA ATMOSFÉRICA	

En las figuras 45 y 46 se evidencia la consulta realizada en la página web “http://es.blitzortung.org que permite contrastar lo reportado en el informe operativo y cuya información se extrajo en las tablas 28 y 29

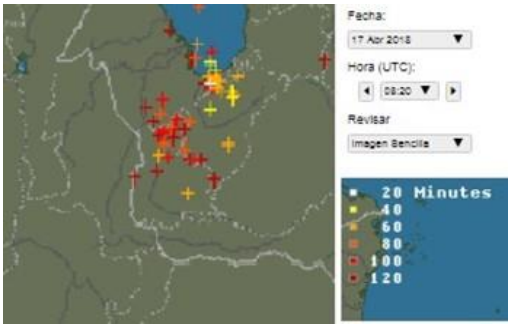
Figura 45. Evento 23 de noviembre de 2018 07:03 horas en Transformador 1T04263 según informe Operativo de CENS



Fuente: BLITZORTUNG.ORG. Real time lightning map. Hora 15:10 del día 7 de junio de 2019. Disponible en: http://es.blitzortung.org/historical_maps.php?map=51

En la figura 45 se visualiza la descarga atmosférica del 23 noviembre de 2018 en color rojo sobre la zona del municipio de Durania de Norte de Santander evento reportado por CENS 14:00:00 horas.

Figura 46. Evento 16 de abril de 2018. Transformador 1T04263



Fuente: BLITZORTUNG.ORG. Real time lightning map. Hora 17:15 del día 7 de junio de 2019- Disponible en: http://es.blitzortung.org/historical_maps.php?map=51

En la figura 46 se visualiza la descarga atmosférica del 16 de abril de 2018 en color rojo sobre la zona del municipio de Durania de Norte de Santander, evento reportado por CENS 07:12 horas.

5.1.2.1 Verificación de descargas atmosféricas en arranques.

Tabla 29. Resumen descargas atmosféricas en arranques 2016, 2017 y 2018.

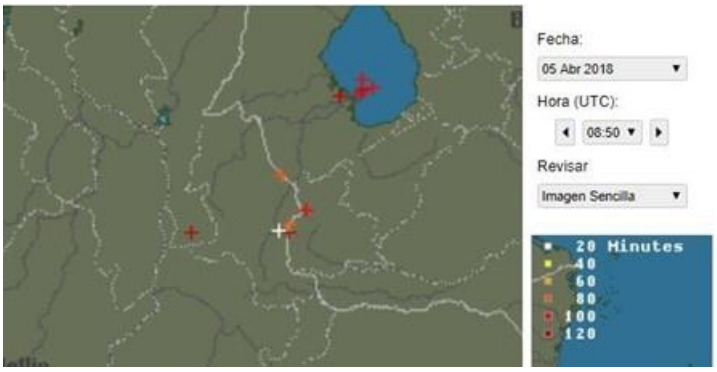
Código SPARD	#	Descargas atmosféricas arranques 2016 FSW363																					
		ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO		JULIO		AGOSTO		SEPTIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE	
		DIA	HORA	DIA	HORA	DIA	HORA	DIA	HORA	DIA	HORA	DIA	HORA	DIA	HORA	DIA	HORA	DIA	HORA	DIA	HORA	DIA	HORA	DIA	HORA
FSW363	1							28	14:23																
SW6566	2																			8	14:33				
FSW364	3																			10	3:23				
BSW5642	4																			19	7:54				
FSW363	5																			27	13:15				
FSW365	6																			28	15:30				
BSW5642	7																			29	3:17				
FSW363	8																					2	20:23		
PASW3746	9																					3	14:20		
FSW364	10																					23	7:31		
FSW364	11																							17	7:27
FSW364	12																							21	8:20
		Descargas atmosféricas 2017 FSW363																							
		ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO		JULIO		AGOSTO		SEPTIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE	
		DIA	HORA	DIA	HORA	DIA	HORA	DIA	HORA	DIA	HORA	DIA	HORA	DIA	HORA	DIA	HORA	DIA	HORA	DIA	HORA	DIA	HORA	DIA	HORA
BSW5642	13	3	3:21																						
FSW364	14	3	18:52																						
FSW363	15					27	6:23																		
RSW3647	16					27	3:25																		
FSW365	17					28	7:00																		
FSW363	18							8	13:34																
ESW6394	19							9	8:00																
FSW364	20							9	8:00																
BSW5642	21									26	3:24														
BSW6011	22															20	15:54								
SW6566	23															27	5:56								
BSW5927	24															27	10:45								
BSW5642	25															28	3:11								
FSW363	26																			2	5:51				
BSW5927	27																			2	11:55				
FSW363	28																					18	3:07		
BSW5642	29																					18	3:30		
FSW364	30																					19	7:30		
GSW4088	31																					24	10:27		
		Descargas atmosféricas 2018 FSW363																							
		ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		JUNIO		JULIO		AGOSTO		SEPTIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE	
		DIA	HORA	DIA	HORA	DIA	HORA	DIA	HORA	DIA	HORA	DIA	HORA	DIA	HORA	DIA	HORA	DIA	HORA	DIA	HORA	DIA	HORA	DIA	HORA
FSW364	32	6	7:00																						
FSW364	33							5	7:27																
SW6575	34							14	9:12																
FSW365	35							14	10:03																
SW6566	36									8	14:35														
BSW5927	37													17	14:32										
PASW3868	38													17	14:41										
FSW363	39													17	16:58										
SW6566	40																	13	6:22						
FSW365	41																	13	6:25						
BSW5642	42																	14	10:03						
FSW363	43																			15	7:58				

De la información registrada en la Tabla 29 se extrae una muestra aleatoria y se observa que la derivación FSW364 a la cual se encuentra conectado el transformador 1T04263 también presentó falla en el mes de abril (Tabla 30) que lleva a seleccionar este sector como uno de los críticos de la derivación en estudio.

Tabla 30. Muestra descargas atmosféricas en arranques años 2016, 2017 y 2018.

CÓDIGO SPARD	FECHA_INICIAL	FECHA_FINAL	ALIMENTADOR	CAUSA	SUBCAUSA	CODIGO	COMENTARIO
FSW364	05/04/2018 7:27	05/04/2018 16:45	PALDONJUANA	DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	6FO12.	el movil T1 victor informa que cambio dos fusibles d e10 amperios en el arranque codigo FSW364 y en el arranque ASW3654 dos fusibles de 5 amperios causa por lluvias se ejecuto con apoyo de ramiro duarte
PASW3746	03/11/2016 14:20	04/11/2016 17:00	PALDONJUANA	DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	6FO12.	T1 Palermo Ramiro Duarte y apoyo de T2 Chinacota Francisco Quintero y T1 palermo Victor García se retiro arbol que se encontraba sobre la linea de MT. Ocasionada por las fuertes lluvias. se dejo servicio normal

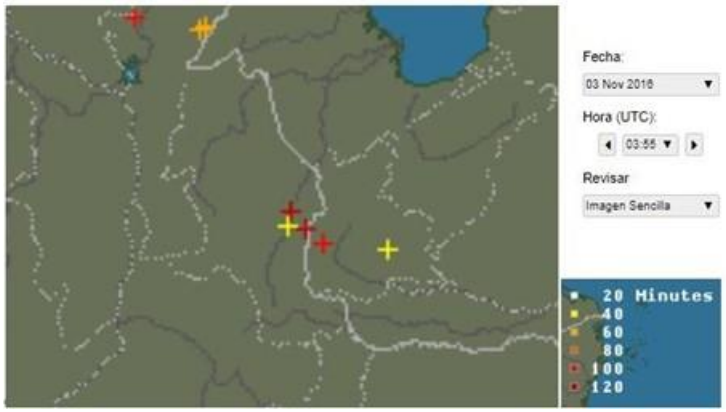
Figura 47. Evento 5 de abril de 2018. Arranque FSW364



Fuente: BLITZORTUNG.ORG. Real time lightning map. Hora 08:0 a.m. del día 25 de junio de 2019- Disponible en: http://es.blitzortung.org/historical_maps.php?map=51

En las figuras 47 y 48 se visualizan las descargas atmosféricas en los arranques indicados en colores amarillo y rojo sobre la zona del municipio de Durania de Norte de Santander y que coinciden con los reportes operativos de las fechas mencionadas.

Figura 48. Evento 9 de noviembre de 2018. Arranque PASW3746.



Fuente: BLITZORTUNG.ORG. Real time lightning map. Hora 16:10 del día 25 de junio de 2019- Disponible en: http://es.blitzortung.org/historical_maps.php?map=51

Siguiendo con el análisis, en la Tabla 31 se relacionan los puntos seleccionados incluyendo coordenadas de los arranques FSW364, PASW3746 y el transformador 1T04263 a los cuales se les realizaran mediciones de resistividad del terreno, cálculos de SPT para el mejoramiento del mismo.

Tabla 31. Puntos críticos seleccionados para mediciones de resistividad por salidas forzadas por descargas atmosféricas.

Ítem	Ubicación	OHMS	Observación	Recomendación	Coordenadas	
1	Punto 3		Filtro de onda	Verificar Si Cumple Con Tensiones	1162040	1343959
6	1T04263		Transformador	Calculo De Malla E Instalación De Malla	1161076	1352289
3	Estructura 11		Filtro de onda	Calculo De Malla E Instalación De Malla. Se Recomienda La Instalación De DPS De Línea En La Estructura Que Se Encuentra A 10 M	1162006	1347282
5	1T04264 NE 1923		Transformador	La Instalación De Un Sistema Puesta A Tierra Malla Y Conectar Todas Los Bajantes A la Misma Malla	1161860	1352805

Ítem	Ubicación	OHMS	Observación	Recomendación	Coordenadas	
4	1T04258		Transformador	Calculo De Malla E Instalación De Malla	1161521	1346838
2	Estructura 7		Filtro de onda	Calculo De Malla E Instalación De Malla	1162312	1345489

5.2 CONSIDERACIONES DE ORDEN PRÁCTICO PARA MEDICIONES DE RESISTIVIDAD EN TERRENO

De acuerdo a la Normas Técnica Colombiana NTC 2050 de 1998[7] y la Norma Técnica Medida de Resistividad Eléctrica del Suelo de EPM,[8] expone como referencia para las mediciones de resistividad la aplicación del método de Wenner, el cual debe tener en cuenta las especificaciones y condiciones que se describe en el Anexo D.

5.2.1 Registros de mediciones de resistividad. El registro de las mediciones de resistividad se deben utilizar los formatos establecidos en el ítem anterior, tomando los registros de los puntos señalados como críticos que se mencionaron anteriormente usando telurómetro y las consideraciones de orden práctico establecidas en el método de Wenner y cuyos registros se podrán evidenciar en el Anexo E (Mediciones de Resistencia Vereda La Selva Durania).

5.2.2 Calculo de SPT. Teniendo en cuenta el flujograma del procedimiento para el diseño final del SPT utilizado por el CET de CENS se tomaron los registros en campo de resistividad en los denominados puntos críticos y con la corriente de

[7] NORMA TÉCNICA NTC COLOMBIANA 2050 1998-11-25. Código Eléctrico Colombiano. INCONTEC.
[8] NORMAS TÉCNICAS. Medida de resistividad eléctrica del suelo. Ra6014. Primera edición: mayo1984. Última publicación: pp 12 - 16 mayo 2008, p.12.

cortocircuito y los tiempos de despeje de falla que en conjunto se considera diseño inicial y aplicando la plantilla malla a tierra V4 dando el resultado final.

Mediante el empleo de un procedimiento de cálculo se debe comprobar el cumplimiento de las tensiones de paso y contacto a que puedan estar sometidos los seres humanos, sin que se superen los umbrales de soportabilidad.

El procedimiento básico sugerido se puede observar como complemento del Anexo D y es el siguiente:

- Investigar las características del suelo, especialmente la resistividad.
- Determinar la corriente máxima de falla a tierra, que debe ser entregada por el Operador de Red, en media y alta tensión para cada caso particular.
- Determinar el tiempo máximo de despeje de la falla para efectos de simulación.
- Investigar el tipo de carga.
- Calcular de forma preliminar la resistencia de puesta a tierra.
- Calcular de forma preliminar las tensiones de paso, contacto y transferidas en la instalación.
- Evaluar el valor de las tensiones de paso, contacto y transferidas calculadas con respecto a la soportabilidad del ser humano.
- Investigar las posibles tensiones transferidas al exterior, debidas a tuberías, mallas, conductores de neutro, blindaje de cables, circuitos de señalización, además del estudio de las formas de mitigación.
- Ajustar y corregir el diseño inicial hasta que se cumpla los requerimientos de seguridad.
- Presentar un diseño definitivo.

En instalaciones de uso final con subestación tipo poste, el diseño de la puesta a tierra puede simplificarse, pero deben tenerse en cuenta los parámetros de resistividad del terreno, corrientes de falla que se puedan presentar y los tipos de cargas a instalar. En todo caso se deben controlar las tensiones de paso y contacto.

De esta manera en los anexos F al J y que se describen a continuación Anexo F (Malla tierra Punto3), Anexo G (Malla tierra-estructura7-filtro de onda), Anexo H (Malla tierra-transformador-1T04258), Anexo I (Malla tierra-transformador-1T04263), Anexo J (Malla tierra-transformador-1T04264) se realizó este procedimiento modificando entre otros aspectos el número de conductores, o el espaciamiento entre ellos y tomando siempre como referencia el peso para una persona de 50 kg hasta llegar al cumplimiento de los umbrales permitidos para las tensiones de paso y contacto.

5.3 RECOMENDACIONES PARA SPT EN SECTORES CRÍTICOS

De acuerdo a las mediciones y cálculos realizados se plantean las siguientes recomendaciones para el mejoramiento del servicio de energía eléctrica afectando en menos proporción los indicadores de calidad SAIDI y SAIFI.

Para lo anterior es conveniente tener en cuenta las consideraciones del artículo 15 del Reglamento Técnico de instalaciones (RETIE) y la guía elaborada por del CET en su informe, donde menciona la guía IEE80.

El RETIE establece en su artículo 15 los “SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA” [9]

Toda instalación eléctrica que le aplique el RETIE, excepto donde se indique expresamente lo contrario, tiene que disponer de un Sistema de Puesta a Tierra (SPT) para evitar que personas en contacto con la misma, tanto en el interior como en el exterior puedan afectarse en su integridad a tensiones de paso, de contacto o transferidas, que superen los umbrales de soportabilidad del ser humano cuando se presente una falla.

Se debe tener presente que el criterio fundamental para garantizar la seguridad de los seres humanos, es la máxima energía eléctrica que pueden soportar, debida a las tensiones de paso, de contacto o transferidas y no el valor de resistencia de puesta a tierra tomado aisladamente. Sin embargo, un bajo valor de la resistencia de puesta a tierra es siempre deseable para disminuir la máxima elevación de potencial o GPR (Ground Potential Rise) [10].

Frecuentemente, sin el uso de suelos artificiales es imposible reducir la resistencia de tierra ya que con solo varillas o aumentando el calibre del conductor puesto a tierra no se llega al umbral o medida deseada y segura por lo que es necesario utilizar la bentonita, cementos conductivos entre otros. Puesto que en la actualidad no existen normas internacionales que especifique “las características, ensayos físico-químicos y eléctricos de los diferentes rellenos utilizados para tratamiento de los suelos”[11].

[9] MINISTERIO DE ENERGÍA. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE). Anexo general del RETIE Resolución 9 0708 de agosto 30 de 2013 con sus ajustes. Recuperado de https://www.minenergia.gov.co/documents/10180/1179442/Anexo+General+del+RETIE+vigente+actualizado+a+2015-1.pdf/57874c58-e61e-4104-8b8c-b64dbabedb13

[10] Ibíd. Artículo 15.

[11] CENS. Estudio de instalaciones de mejoramiento de suelos artificialmente. Centrales Eléctricas De Norte De Santander. Centro de Excelencia Técnica. 2019; p.4.

5.3.1 Mantenimiento a un SPT. El mantenimiento a SPT, se tomará como referencia lo descrito en la Tabla 32 en un espacio de tiempo y las acciones recomendadas en cada uno de ellos.

Tabla 32. Mantenimiento a un SPT

ITEM	REALIZAR	ACCIÓN PREVENTIVA
1	A seis meses	- Revisión y ajustes necesarios del SIPRA - Revisión de estructura del anclaje: aisladores y conectores
2	Cada año	- Medición de resistencia de puesta a tierra - Medición de equipontencialidad - Revisión y ajustes del SIPRA - Revisión de estructura del anclaje: aisladores y conectores
3	Cinco años	- Evaluación de resistencia de cada puesta a tierra - Medición de equipotencializaciòn de cada SPT. - Medición de resistencia de puesta a tierra de todo el SPT interconectado.
4	Diez años	- Exploración de conexiones del electrodo de tierra (una muestra) - Las actividades propias de cada año.
5	Veinte años	- Diagnosticar - Evaluar - Rediseñar - Proyectar acciones correctivas.

Fuente: CASAS OSPINA, Favio. Libro Tierras soporte de seguridad eléctrica. Pág. 195.

5.4 OTRAS RECOMENDACIONES PARA LOS SPT Y SUS ELEMENTOS

Se relacionan algunas recomendaciones de acuerdo a los análisis de la información y a las inspecciones realizadas en terreno:

- Los filtros de onda constituyen una solución efectiva para la continuidad del servicio en el SDL especialmente cuando se presentan descargas atmosféricas

ya que estos actúan como un drenador y amortiguador de la corriente de corto en forma segura; no obstante, se recomienda mejorar la resistividad del terreno y con ello garantizar un SPT eficaz.

- Para el caso de los transformadores es un poco más difícil la solución ya que se debe construir una malla de acuerdo a los cálculos realizados para que se garantice una protección del equipo y del ser humano ante tensiones de contacto o de paso.

- Otra recomendación es el uso de descargadores de línea que actúa como un apantallamiento de la red de distribución.

- Los DPS de 15 kV que se usan actualmente, no están diseñados para proteger la línea ante descargas atmosféricas, están diseñados para proteger la red por fallas del sistema. Debido a la DDT del sector se recomienda instalar DPS removibles para evitar desconexión al momento del cambio.

- Para las estructuras donde están instalados los filtros de onda o los transformadores de distribución donde se realizaron las mediciones de resistividad y que presentan un alto nivel isoceráunico se recomienda el uso de postería y crucetas de fibra de vidrio instalando el bajante del SPT por la parte interna del poste reduciendo el riesgo de accidente por tensión de contacto. Esta puede actuar como aislamiento en caso de falla.

- Los suelos artificiales por si solos no garantizan un mejoramiento de la resistencia del SPT si estos no van acompañados de una correcta instalación. [12]. Deben poder usarse en cualquier tipo de terreno, cualquier clima y cualquier tipo de puesta a tierra, en cualquier tipo de excavación, también que sean de fácil

[12] Ibíd; p.195.

aplicación, y que sea un producto totalmente ecológico y además que cumpla con las características de economía, estabilidad, baja resistividad y retención de humedad[13].

En conclusión, para el sector analizado se recomienda mantener los filtros de onda en los sitios instalados realizando un mejoramiento de la resistencia del terreno con suelos artificiales y construcción de malla de acuerdo a los cálculos realizados y que se anexan. Realizar cambio de postería metálica por PFRV ya que esta puede actuar como un aislamiento en caso de falla. De acuerdo a las nuevas tecnologías se recomienda el uso de descargadores de línea que actúan como apantallamiento de la línea evitando salidas forzadas ante descargas atmosféricas.

[13] Ibíd; p.195.

6. ESQUEMA DE PROTECCIONES AJUSTADO EN LAS DERIVACIONES FSW363 DEL CIRCUITO PALDONJUANA PARA MINIMIZAR SALIDAS POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS O CAUSA DESCONOCIDA

6.1 SALIDAS POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS O CAUSA DESCONOCIDA

Continuando con el análisis de las fallas presentadas en la derivación FSW363 se identifican gran cantidad de salidas por descargas atmosféricas o por causas desconocidas que en su mayoría corresponden a fallas transitorias o temporales que al no existir una efectiva coordinación de protecciones afectan notablemente los indicadores de calidad especialmente al SAIDI ya que las cuadrillas operativas deben desplazarse al sitio a realizar las maniobras de normalización.

Con base en lo anterior es conveniente aclarar varios términos o situaciones y que se pueden visualizar en el Anexo K. Los objetivos, principios y funciones de un sistema de protección; los tipos de fusibles de distribución y los criterios de selección, así como las consecuencias de las fallas, entre otros nos ayudarán a entender el estudio de coordinación de protecciones simulado en Power Factory Digsilent con apoyo del personal de la unidad de gestión operativa de CENS y su equipo de protecciones que se explicará más adelante

6.2 ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES AGUAS ABAJO DEL ARRANQUE FSW363 DEL CIRCUITO PALDONJUANA DEL SDL DE CENS

En la actualidad la coordinación efectiva de fusibles no se está cumpliendo, puesto que se ha detectado fallas por baja tensión producidas por un concéntrico de una

acometida en corto no es despejada por el fusible del transformador y termina actuando la protección de la derivación o arranque afectando el servicio de energía a los transformadores conectados a este arranque o cortacircuito.

Por estas situaciones en conjunto con el equipo de protecciones de la Unidad de gestión Operativa de CENS se realizó el siguiente estudio o simulación para el cumplimiento del objetivo en desarrollo.

Con la información disponible en los aplicativos MAPS y OMS se definen las condiciones de la red y equipos de protección del ramal aguas abajo de los cortacircuitos FSW363.

Se toma como referencia el DGS del circuito PALDONJUANA con el fin de importarlo a la base de datos Digsilent Power Factory de esta forma compilarlo al proyecto seleccionado, para tener una mejor estimación de las corrientes de corto en los diferentes nodos eléctricos que se requieran intervenir.

Luego se procede a seleccionar e importar la información de protecciones que se deberán modificar o ajustar a las condiciones eléctricas del circuito, con el fin de lograr una conveniente coordinación de protecciones sobre el circuito a tratar.

En la Tabla 33, se visualiza las corrientes de falla trifásica, bifásica y monofásica, simuladas en el software Digsilent Power Factory suministradas por el CET (Centro de Excelencia Técnica) de CENS. Estas corrientes son las posibles fallas que pueden ocurrir en el SDL, para los cortacircuitos aguas abajo del arranque FSW363 del circuito PALDONJUANA.

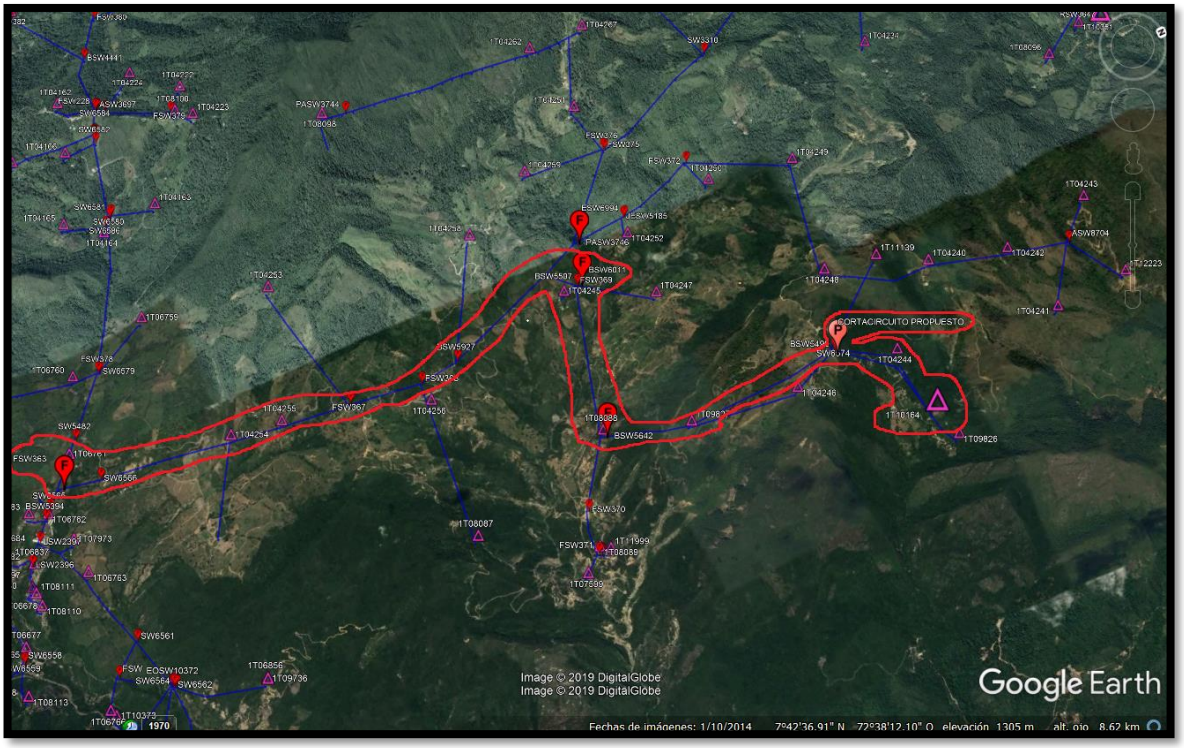
Tabla 33. Corrientes de fallas en los arranques aguas abajo del arranque FSW363

COD. Arranque	NODO ELÉCTRICO	Icc 3ϕ (kA)	Icc 2ϕ (kA)	Icc 1ϕ (kA)
FSW363	MVEL96773-2	0.58	0.45	0.45
SW6566	FMVE8223	0.56	0.44	0.44
FSW367	FMVE8231	0.5	0.39	0.38
FSW368	FMVE8233	0.49	0.38	0.37
BSW5927	MVEL96785-2	0.48	0.37	0.36
BSW5507	FMVE8282	0.45419536	0.35161785	0.33663466
FSW369	MVEL96832-3	0	0.35311582	0.33661564
BSW6011	MVEL96826-2	0.4541846	0.35160924	0.3366253
JESW5185	FMVE8295	0.44	0.34	0.33
ESW6994	FMVE8295	0.44	0.34	0.33
PASW3746	FMVE8236	0.45	0.35	0.34
BSW5642	FMVE8286	0.42913218	0.33162851	0.31508009
FSW370	FMVE8287	0.42	0.32	0.31
FSW372	FMVE8298	0	0.33	0.32
ASW8704	FMVE8312	0	0.28	0.26
FSW375	FMVE8238	0.44	0.34	0.32
SW3748	FMVE8605	0	0.31	0.29
SW3310	FMVE8243	0.41	0.32	0.3
SW6574	MVEL96877-2	0	0.31	0.29
BSW5499	MVEL96877-1	0	0.31179321	0.29136981
GSW7603	FMVE8615	0	0.31818348	0.30117953
FSW371	FMVE8615	0	0.32	0.3
PASW3744	FMVE3447	0.38	0.29	0.27
FSW376	FMVE8319	0.44	0.34	0.32
FSW365	FMVE8606	0	0.3	0.28
PASW3875	FMVE8248	0.38	0.3	0.28
FSW364	FMVE8249	0.38	0.29	0.28
GSW4088	FMVE8335	0	0.28	0.26
SW6575	FMVE8339	0.36	0.27	0.26
FSW377	FMVE8339	0.36	0.27	0.26
ASW3654	MVEL96921-2	0	0.27	0.25
GSW9772	FMVE8253	0.35361293	0.27163465	0.25269372
PASW3868	FMVE8329	0.34	0.26	0.24
RSW3647	MVEL96925-1	0	0	0.26

6.2.1 Casos críticos de coordinación en El Ramal. Como casos críticos se seleccionan los trasformadores de mayor capacidad del ramal, en este caso se realiza la coordinación de protecciones de estos con los fusibles de la derivación FSW363. Coordinando la protección de estos trasformadores se garantiza que las demás protecciones cumplan su coordinación.

6.2.1.1 Caso crítico 1, transformador 1t10164 con capacidad de 225 kVA.

Figura 49. Recorrido de coordinación de equipos, para el transformador 1T10164 de 225 kVA.



En la Figura 49, se puede observar el recorrido que se realizó para la coordinación de los equipos de protección desde la protección propia del transformador 1T10164 hasta el inicio del ramal con los cortacircuitos FSW363. Garantizar la coordinación, se logrará que los ramales de carga menor a esta, logren una coordinación con los cortacircuitos que se encuentren aguas arriba.

Curvas de protecciones.

En la Figura 50 y 51, se visualizan las cuatro curvas de los fusibles que coordinan desde el transformador 1T10164 hasta el arranque FSW363. Empieza la coordinación con la curva de color “azul” correspondiente al fusible que actúa como protección principal del transformador; después viene la curva de color “violeta” la cual pertenece al fusible del arranque BSW5499 que da servicio al transformador; seguidamente se observa la curva de color “verde” que pertenece al fusible del arranque BSW5642 que controla a la derivación y al transformador y por último se tiene la curva de color “rojo” la cual corresponde al fusible del arranque FSW363, que es principal, del cual se deriva todo el resto del segmento al cual se realizó el estudio.

También se observa en las figuras en color “negro” las curvas del transformador, la ubicada en la parte inferior de las Figuras es la curva de magnetización o Inrush y la otra en la parte superior de las Figuras es la curva de daño o destrucción del transformador.

Tabla 34. Selección de las protecciones para la coordinación del transformador 1T10164.

Protecciones para coordinación del trafo 1T10164	
Ubicación	**Protección (Fusible)**
Trafo 1T10164	Fusible 10K
Arranque BSW5499	Fusible 3T
Arranque BSW5642	Fusible 15T
Arranque FSW363	Fusible 30T

En la Tabla 34, se visualiza los tipos de fusibles seleccionados para la coordinación de protecciones adecuada para el transformador 1T10164.

Figura 50. Cortocircuito trifásico máxima a 0 Ω, en el transformador 1T10164.

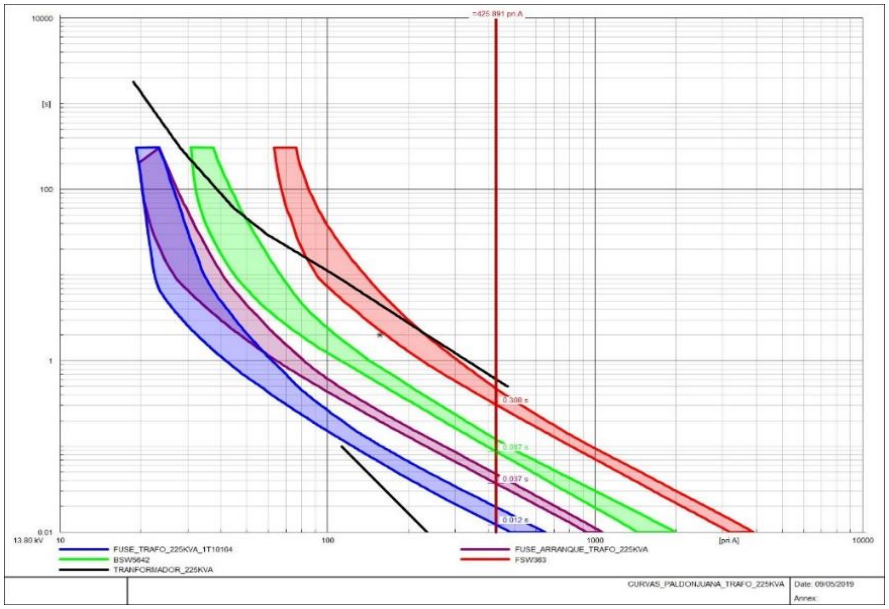
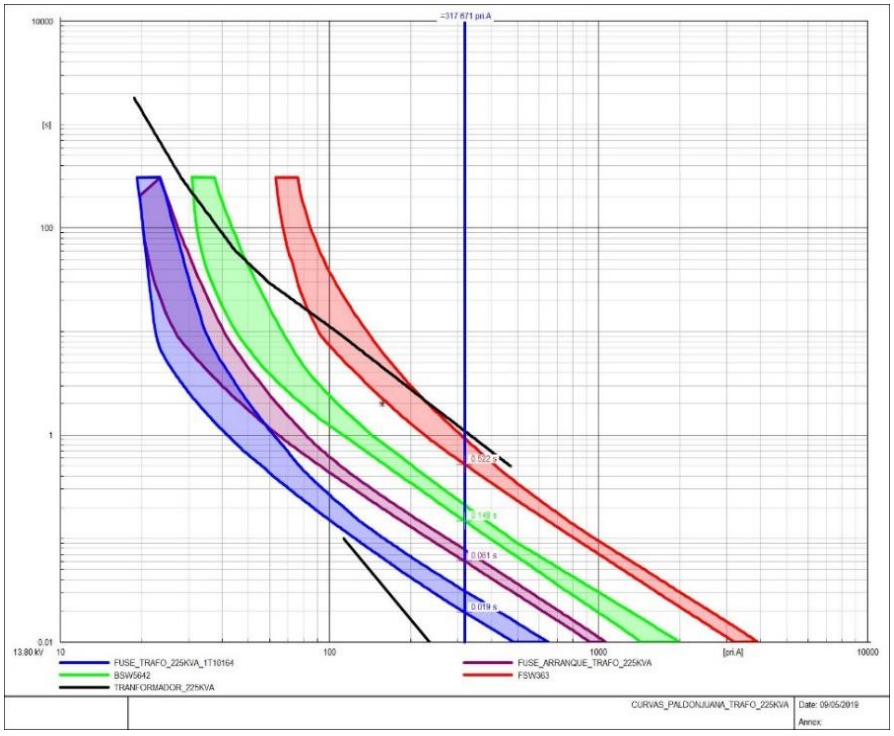


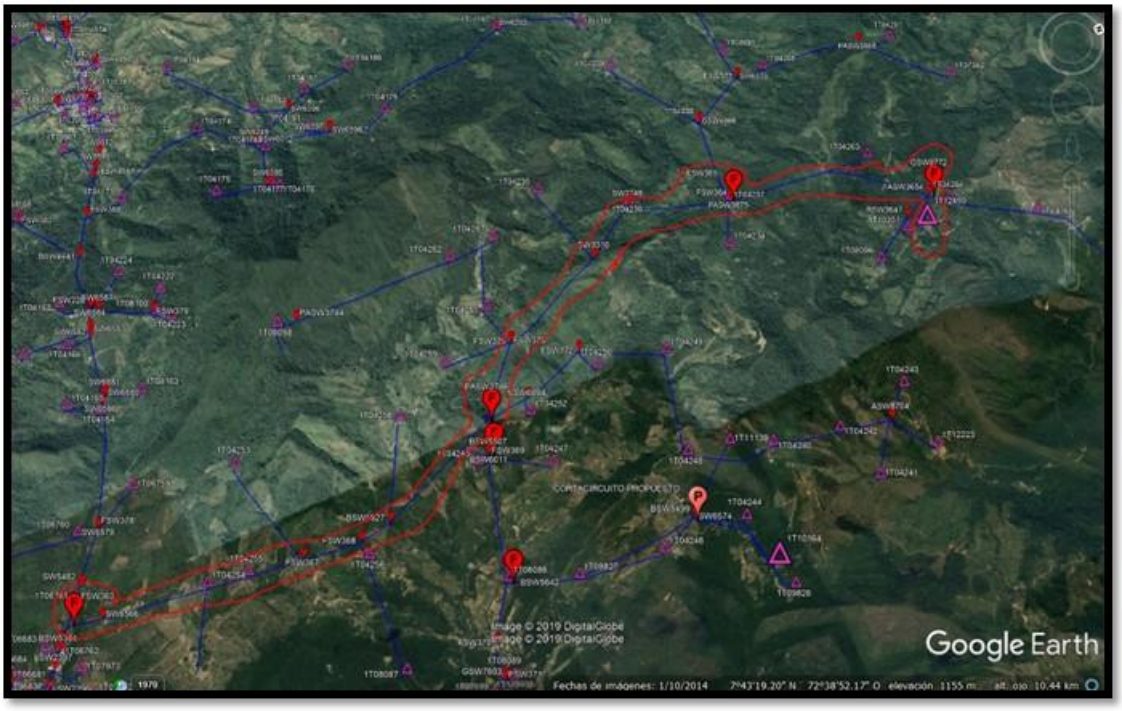
Figura 51. Cortocircuito monofásico máxima a 2 Ω, en el transformador 1T10164



Como se puede observar en la Figura 50 y 51 que ante una corriente de falla franca trifásica de 425,89 amperios y 317,67 amperios para la corriente de falla monofásica de 2 Ω en el lado de 13,2 kV del transformador, existirá coordinación de protecciones, actuando en primer lugar la protección propia del transformador y finalizando la coordinación con los fusibles de los cortacircuitos de la derivación FSW363.

6.2.1.2 Caso crítico 2, transformador 1T12450 con capacidad de 150 kVA.

Figura 52. Recorrido de coordinación de equipos, para el transformador 1T12450 de 150 kVA.



En la Figura 52, se puede observar el recorrido que se realizó para la coordinación de los equipos de protección desde la protección propia del transformador 1T12450 hasta el inicio del ramal con los cortacircuitos FSW363. Garantizando esta coordinación se logra que los ramales de carga menor logren una coordinación con los cortacircuitos que se encuentren aguas arriba.

Curvas de protecciones.

En la Figura 53 y 54, se visualiza las cuatro curvas de los fusibles que coordinan desde el transformador 1T12450 hasta el arranque FSW363. Empieza la coordinación con la curva “celeste” la cual le pertenece al fusible de la protección principal del transformador; luego viene la curva “verde oscuro” la cual pertenece al fusible del arranque GSW9772 del que se desprende el transformador; en seguida llega la curva “azul” que pertenece al fusible del arranque FSW364; posteriormente aparece la curva “verde claro” la cual corresponde al arranque PASW3746 y por último se tiene la curva “roja” la cual corresponde al fusible del arranque FSW363, que es principal, de él se deriva todo el resto del segmento al cual se realizó el estudio.

También se observa en las figuras en color “morado” las curvas del transformador, la ubicada en la parte inferior de las Figuras es la curva de magnetización o Inrush y la otra en la parte superior de las Figuras es la curva de daño o destrucción del transformador.

Tabla 35. Selección de las protecciones para la coordinación del transformador 1T12450.

Protecciones para coordinación del trafo 1T12450	
Ubicación	**Protección (Fusible)**
Trafo 1T12450	Fusible 8K
Arranque GSW9772	Fusible 8T
Arranque FSW364	Fusible 3T
Arranque PASW3746	Fusible 20T
Arranque FSW363	Fusible 30T

En la Tabla 35, se visualizan los tipos de fusibles seleccionados para la coordinación de protecciones adecuada para el transformador 1T12450.

Figura 53. Cortocircuito trifásica máxima a 0 Ω, en el transformador 1T12450.

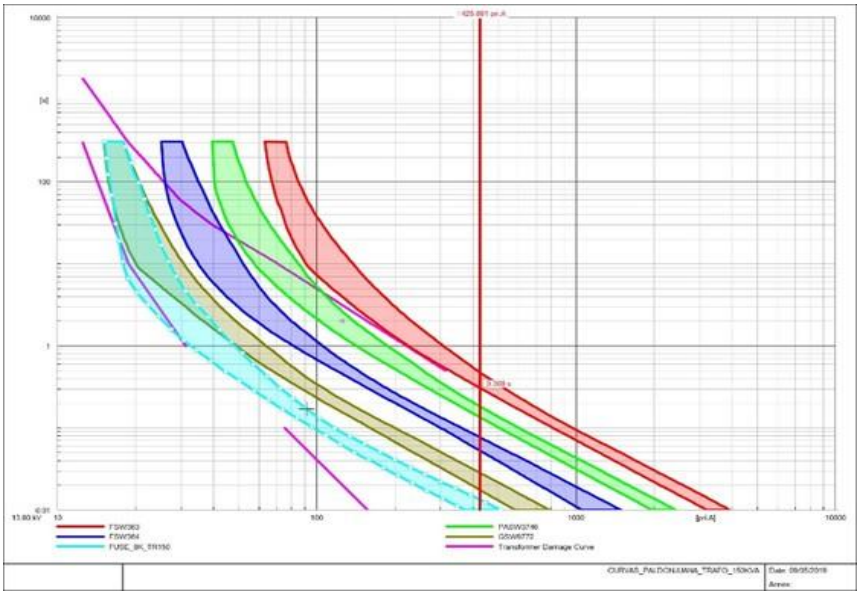
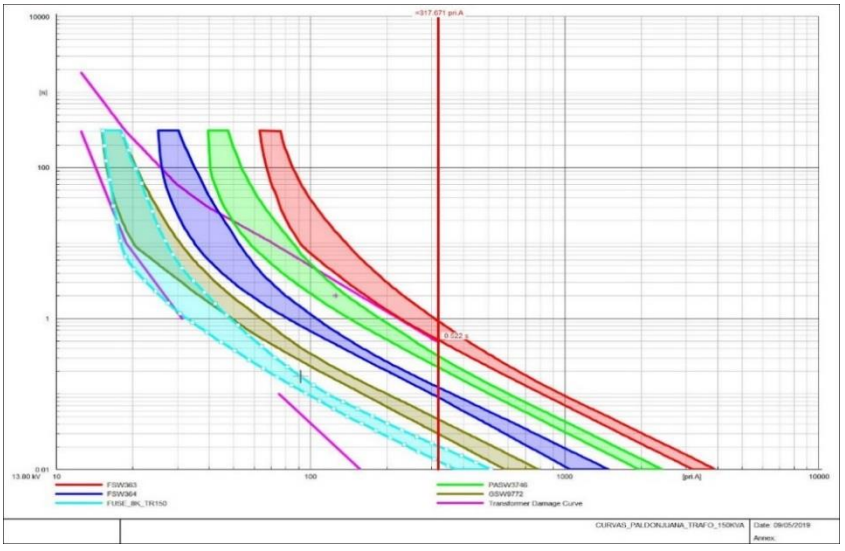


Figura 54. Cortocircuito monofásico máxima a 2 Ω, en el transformador 1T12450



Como se puede observar en la Figura 53 y 54 que ante una corriente de falla franca trifásica de 425,89 amperios y 317,67 amperios para la corriente de falla monofásica de 2 Ω en el lado de 13,2 kV del transformador 1T12450, existirá coordinación de protecciones, actuando en primer lugar la protección propia del transformador y finalizando la coordinación con en el cortacircuitos FSW363.

6.2.2 Fusibles propuestos para transformadores aguas abajo de los cortacircuitos FSW363.

Tabla 36. Selección de los fusibles de protección para todos los transformadores aguas debajo del arranque FSW363.

CÓDIGO DE TRANSFORMADOR	ALIMENTADOR	DEMANDA	POTENCIA (kVA)	FASES	(kV)	CORRIENTE NOMINAL (A)	AMPS DEL FUSIBLE
1T04234	PALDONJUANA	3319	15	AC	13,2	1.136363636	1K
1T04235	PALDONJUANA	568	10	BC	13,2	0.757575758	1K
1T04236	PALDONJUANA	488	15	BC	13,2	1.136363636	1K
1T04237	PALDONJUANA	523	15	BC	13,2	1.136363636	1K
1T04238	PALDONJUANA	363	10	BC	13,2	0.757575758	1K
1T04239	PALDONJUANA	351	10	AB	13,2	0.757575758	1K
1T04240	PALDONJUANA	1344	15	AB	13,2	1.136363636	1K
1T04241	PALDONJUANA	526	15	AB	13,2	1.136363636	1K
1T04242	PALDONJUANA	350	15	AB	13,2	1.136363636	1K
1T04243	PALDONJUANA	654	10	AB	13,2	0.757575758	1K
1T04244	PALDONJUANA	8189	25	BC	13,2	1.893939394	2K
1T04245	PALDONJUANA	2858	15	AC	13,2	1.136363636	1K
1T04246	PALDONJUANA	0	15	BC	13,2	1.136363636	1K
1T04247	PALDONJUANA	281	15	BC	13,2	1.136363636	1K
1T04248	PALDONJUANA	604	15	AB	13,2	1.136363636	1K

CÓDIGO DE TRANSFORMADOR	ALIMENTADOR	DEMANDA	POTENCIA (kVA)	FASES	(kV)	CORRIENTE NOMINAL (A)	AMPS DEL FUSIBLE
1T04249	PALDONJUANA	2145	10	AB	13,2	0.757575758	1K
1T04250	PALDONJUANA	3191	10	AB	13,2	0.757575758	1K
1T04251	PALDONJUANA	688	15	BC	13,2	1.136363636	1K
1T04252	PALDONJUANA	4958	15	AB	13,2	1.136363636	1K
1T04253	PALDONJUANA	197	5	BC	13,2	0.378787879	1K
1T04254	PALDONJUANA	1584	5	AC	13,2	0.378787879	1K
1T04255	PALDONJUANA	949	10	AB	13,2	0.757575758	1K
1T04256	PALDONJUANA	1510	15	AB	13,2	1.136363636	1K
1T04258	PALDONJUANA	3322	30	ABC	13,2	1.312159703	2K
1T04259	PALDONJUANA	682	15	BC	13,2	1.136363636	1K
1T04260	PALDONJUANA	888	15	BC	13,2	1.136363636	1K
1T04261	PALDONJUANA	218	15	BC	13,2	1.136363636	1K
1T04262	PALDONJUANA	0	15	BC	13,2	1.136363636	1K
1T04263	PALDONJUANA	218	10	BC	13,2	0.757575758	1K
1T04264	PALDONJUANA	447	15	BC	13,2	1.136363636	1K
1T04265	PALDONJUANA	168	5	AC	13,2	0.378787879	1K
1T04266	PALDONJUANA	98	15	BC	13,2	1.136363636	1K
1T04267	PALDONJUANA	0	10	BC	13,2	0.757575758	1K
1T04268	PALDONJUANA	188	10	AC	13,2	0.757575758	1K
1T07362	PALDONJUANA	508	15	AB	13,2	1.136363636	1K
1T07599	PALDONJUANA	21440	75	ABC	13,2	3.280399257	4K
1T08087	PALDONJUANA	3532	75	ABC	13,2	3.280399257	4K
1T08088	PALDONJUANA	1174	10	AC	13,2	0.757575758	1K
1T08089	PALDONJUANA	2916	15	BC	13,2	1.136363636	1K
1T08091	PALDONJUANA	461	15	BC	13,2	1.136363636	1K
1T08096	PALDONJUANA	1842	15	AC	13,2	1.136363636	1K
1T08098	PALDONJUANA		10	BC	13,2	0.757575758	1K
1T09826	PALDONJUANA	279	37.5	BC	13,2	2.840909091	3K
1T09827	PALDONJUANA	3297	15	BC	13,2	1.136363636	1K
1T09932	PALDONJUANA	0	45	ABC	13,2	1.968239554	2K
1T10164	PALDONJUANA	27720	225	ABC	13,2	9.84119777	10K

CÓDIGO DE TRANSFORMADOR	ALIMENTADOR	DEMANDA	POTENCIA (kVA)	FASES	(kV)	CORRIENTE NOMINAL (A)	AMPS DEL FUSIBLE
1T10351	PALDONJUANA	1041	3	CN	13,2	0.227272727	1K
1T11139	PALDONJUANA	0	30	ABC	13,2	1.312159703	2K
1T11999	PALDONJUANA	16560	75	ABC	13,2	3.280399257	4K
1T12223	PALDONJUANA	8510	50	AB	13,2	3.787878788	4K
1T12450	PALDONJUANA	0	150	ABC	13,2	6.560798514	8K

En la tabla anterior (Tabla 36), se presentan los transformadores aguas abajo del arranque FSW363 con su respectivo código SPARD, demanda, capacidad, conexión de fases, nivel de tensión, corriente nominal y por último la selección de la protección contra sobrecorriente. Estas protecciones son fusibles de expulsión tipo K (acción rápida), los cuales se eligieron por sus adecuadas características de protección para los transformadores.

6.2.3 Protección propuesta para transformadores y arranques aguas abajo del arranque FSW363. En las siguientes imágenes (Figura 55 a 66) se presentan los tramos de la derivación aguas abajo del arranque FSW363 encerradas en “rojo” a las cuales se quiere plantear una propuesta para la coordinación de la protección. Se inicia la selección de zonas desde el arranque FSW363 hacia el exterior de la derivación.

Figura 55. Segunda zona aguas abajo del arranque FSW363.



Tabla 37. Selección de las protecciones para la primera zona

ELEMENTO	CÓDIGO	CAPACIDAD kVA	FUSIBLE
TRANSFORMADOR	1T04254	5	4K
TRANSFORMADOR	1T04255	10	1K
CORTACIRCUITO	SW6566	-	30T
CORTACIRCUITO	FSW363	-	30T

Figura 56. Segunda zona aguas abajo del arranque FSW363.



Tabla 38. Selecciones de las protecciones para la segunda zona.

ELEMENTO	CÓDIGO	CAPACIDAD kVA	FUSIBLE
TRANSFORMADOR	1T04253	5	1K
CORTACIRCUITO	FSW367		3T

Figura 57. Tercera zona aguas abajo del arranque FSW363.



Tabla 39. Selección de las protecciones para la tercera zona.

ELEMENTO	CÓDIGO	CAPACIDAD kVA	FUSIBLE
TRANSFORMADOR	1T08087	75	4K
TRANSFORMADOR	1T04256	15	1K
CORTACIRCUITO	FSW368		6T

Figura 58. Cuarta zona aguas abajo del arranque FSW363.

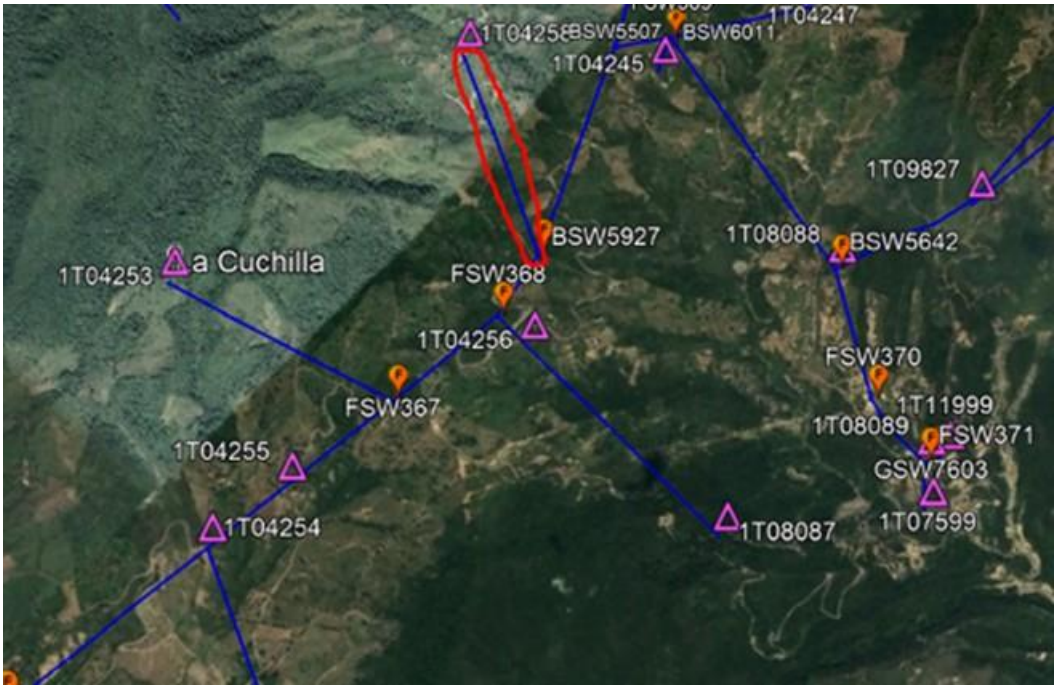


Tabla 40. Selección de las protecciones para la cuarta zona

ELEMENTO	CÓDIGO	CAPACIDAD kVA	FUSIBLE
TRANSFORMADOR	1T04258	30	2K
CORTACIRCUITO	BSW5927		4T

Figura 59. Quinta zona aguas abajo del arranque FSW363.

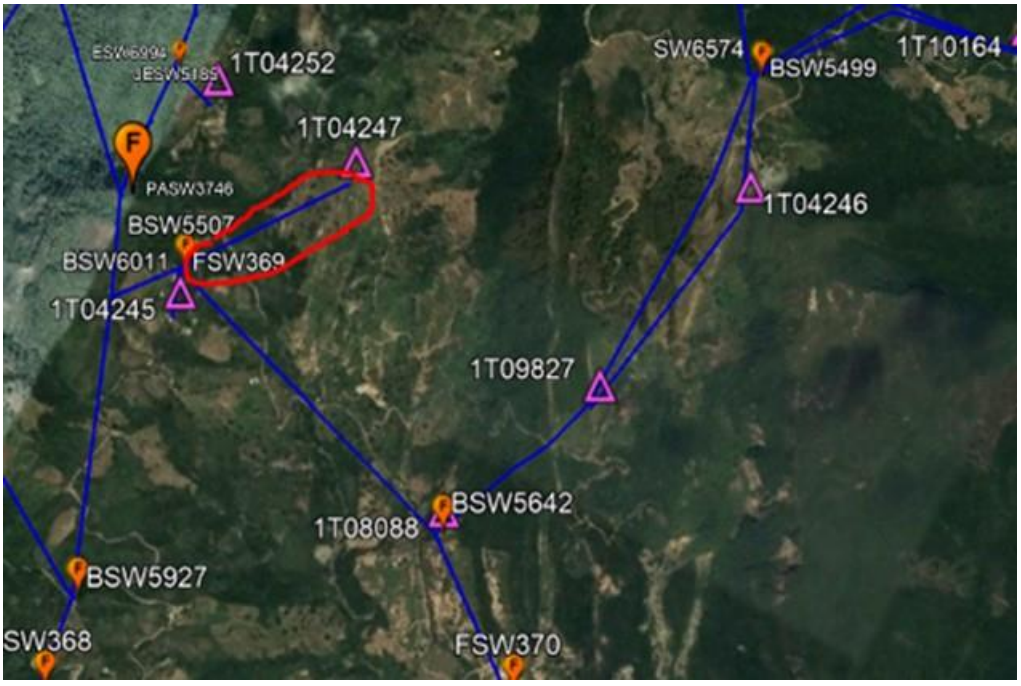


Tabla 41. Selección de las protecciones para la quinta zona.

ELEMENTO	CÓDIGO	CAPACIDAD kVA	FUSIBLE
TRANSFORMADOR	1T04247	15	1K
CORTACIRCUITO	BSW5507		3T

Figura 60. Sexta zona aguas abajo del arranque FSW363.

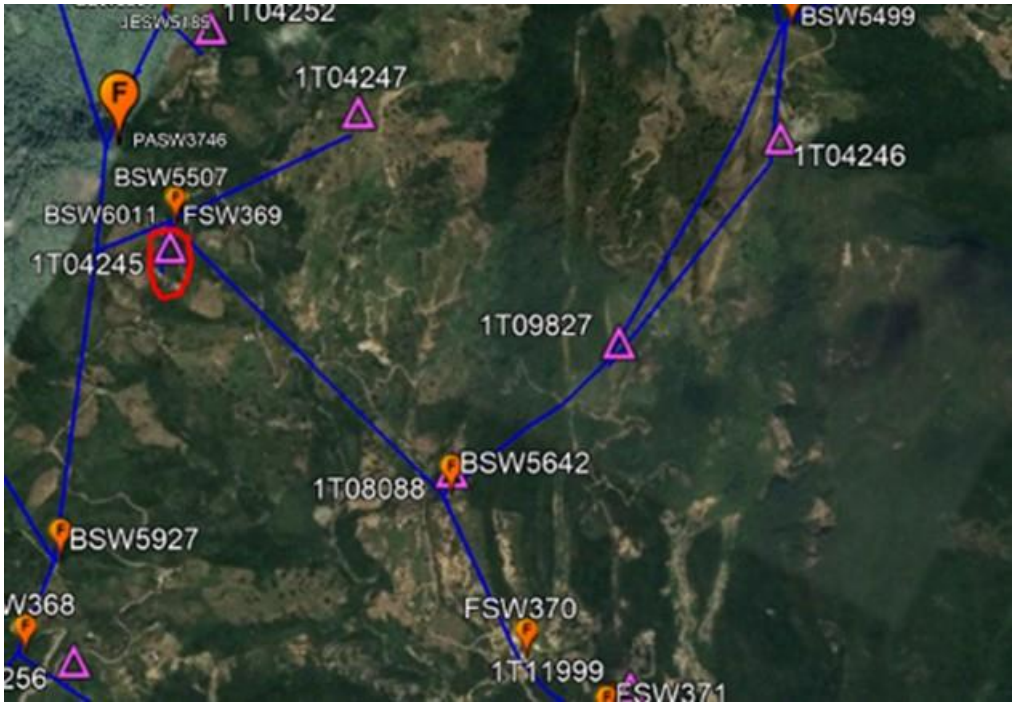


Tabla 42. Selección de las protecciones para la sexta zona.

ELEMENTO	CÓDIGO	CAPACIDAD kVA	FUSIBLE
TRANSFORMADOR	1T04245	15	1K
CORTACIRCUITO	FSW369	--	3T

Figura 61. Séptima zona aguas abajo del arranque FSW363.



Tabla 43. Selecciones de las protecciones para la séptima zona.

ELEMENTO	CÓDIGO	CAPACIDAD kVA	FUSIBLE
TRANSFORMADOR	1T08089	15	1K
TRANSFORMADOR	1T08088	10	
TRANSFORMADOR	1T07599	75	4K
TRANSFORMADOR	1T11999	75	4K
CORTACIRCUITO	FSW370	-	9T
CORTACIRCUITO	FSW371	-	6T
CORTACIRCUITO	GSW7603	-	6T

Figura 62. Octava zona aguas abajo del arranque FSW363.

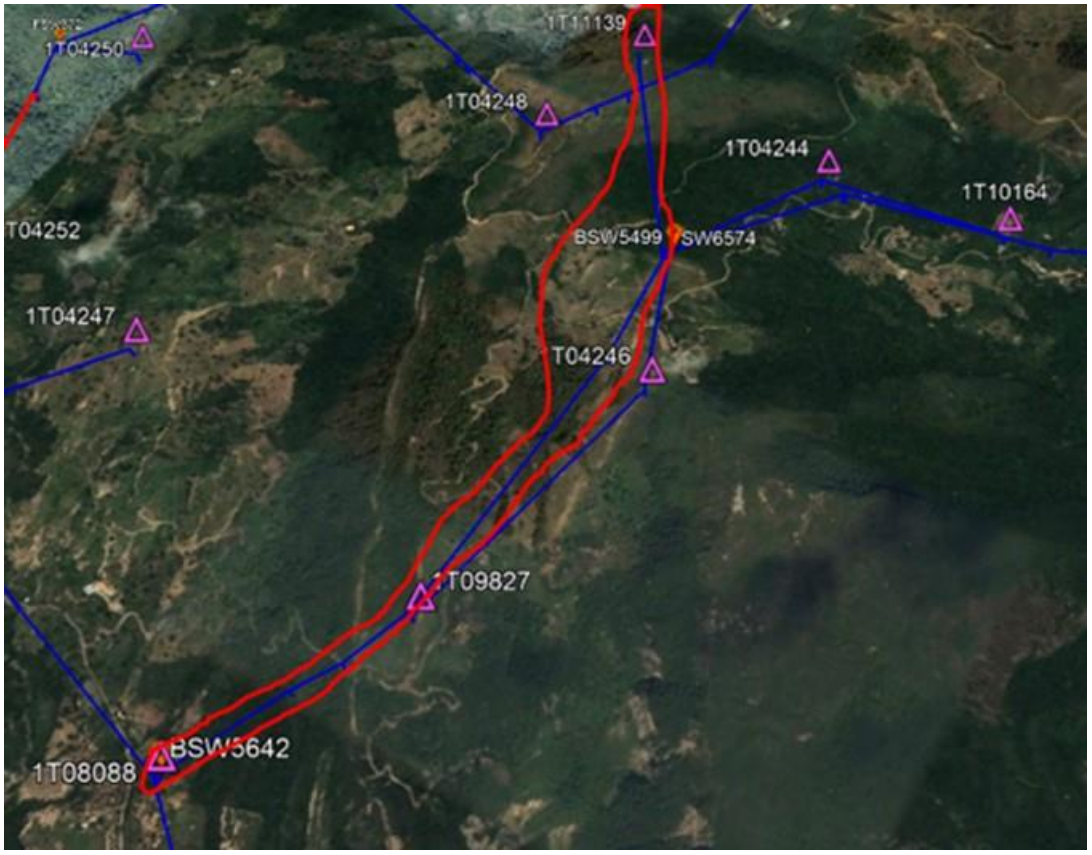


Tabla 44. Selección de las protecciones para la octava zona

ELEMENTO	CÓDIGO	CAPACIDAD kVA	FUSIBLE
TRANSFORMADOR	1T11139	30	PENDIENTE
CORTACIRCUITO	BSW5642		PENDIENTE

Figura 63. Novena zona aguas abajo del arranque FSW363.



Tabla 45. Selección de las protecciones para la novena zona.

ELEMENTO	CÓDIGO	CAPACIDAD kVA	FUSIBLE
TRANSFORMADOR	1T09827	15	1K
TRANSFORMADOR	1T04246	15	1K
TRANSFORMADOR	1T09826	37.5	PENDIENTE
TRANSFORMADOR	1T10164	225	PENDIENTE
TRANSFORMADOR	1T04244	25	PENDIENTE
CORTACIRCUITO	BSW5499	-	3T
CORTACIRCUITO	SW6574	-	5T

Figura 64. Décima zona aguas abajo del arranque FSW363.



Tabla 46. Selecciones de las protecciones para la décima zona.

ELEMENTO	CÓDIGO	CAPACIDAD kVA	FUSIBLE
TRANSFORMADOR	1T04259	15	1K
TRANSFORMADOR	1T04235	10	1K
TRANSFORMADOR	1T04236	15	1K
TRANSFORMADOR	1T04234	15	1K
TRANSFORMADOR	1T04237	15	1K
CORTACIRCUITO	FSW376	-	3T
CORTACIRCUITO	SW3310	-	3T
CORTACIRCUITO	SW3748	-	3T
CORTACIRCUITO	PASW3875	-	3T

Figura 65. Onceava zona aguas abajo del arranque FSW363.



Tabla 47. Selección de las protecciones para la onceava zona.

ELEMENTO	CÓDIGO	CAPACIDAD kVA	FUSIBLE
TRANSFORMADOR	1T04238	10	1K
TRANSFORMADOR	1T04239	10	1K
TRANSFORMADOR	1T04260	15	1K
TRANSFORMADOR	1T08091	15	1K
TRANSFORMADOR	1T04268	10	1K
TRANSFORMADOR	1T04261	15	1K
TRANSFORMADOR	1T07362	15	1K
CORTACIRCUITO	GSW4088	-	3T
CORTACIRCUITO	SW6575	-	3T
CORTACIRCUITO	FSW377	-	3T
CORTACIRCUITO	PASW3868	-	3T
FUSIBLE PROPUESTO1			3T
FUSIBLE PROPUESTO2			3T

Figura 66. Doceava zona aguas abajo del arranque FSW363.

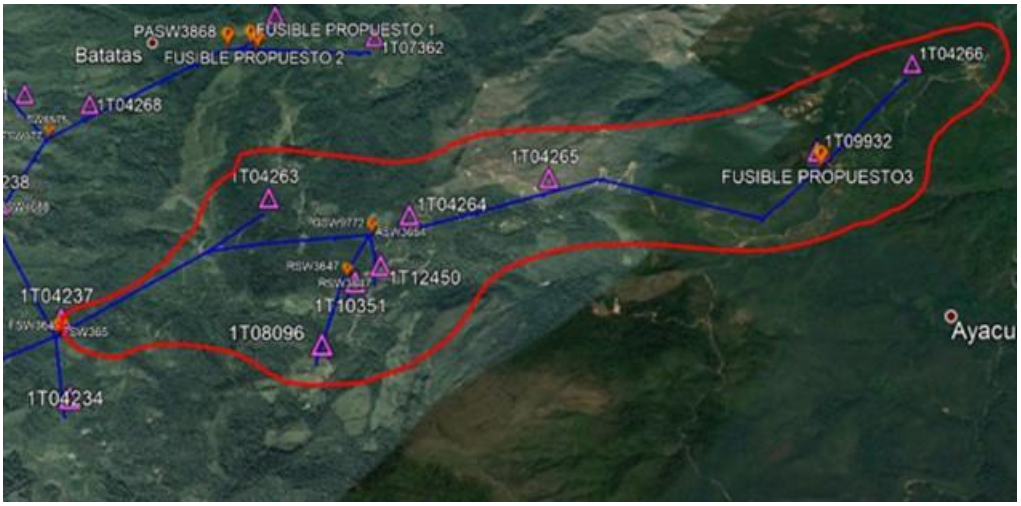


Tabla 48. Selección de las protecciones para la doceava zona.

ELEMENTO	CÓDIGO	CAPACIDAD kVA	FUSIBLE
TRANSFORMADOR	1T04263	10	1K
TRANSFORMADOR	1T08096	15	1K
TRANSFORMADOR	1T10351	3	1K
TRANSFORMADOR	1T12450	150	8K
TRANSFORMADOR	1T04264	15	1K
TRANSFORMADOR	1T04265	5	1K
TRANSFORMADOR	1T09932	45	2K
TRANSFORMADOR	1T04266	15	1K
CORTACIRCUITO	FSW364	-	3T
CORTACIRCUITO	RSW3647	-	3T
CORTACIRCUITO	RSW3647		1T
CORTACIRCUITO	ASW3654	-	3T
CORTACIRCUITO	GSW9772	-	8T
FUSIBLE PROPUESTO3		-	3T

En las tablas anteriores (37 a 48), se visualizan los fusibles seleccionados para cada transformador y arranque de los tramos escogidos aguas abajo del arranque FSW363. De esta manera, la coordinación simulada y la implementación de fusibles en arranques y transformadores usando fusibles tipo T para arranques y tipo K para transformadores se espera una efectiva actuación de protecciones despejando la falla en el sector o zona afectada y no como sucede actualmente, donde una falla en la zona más alejada arrastra el fusible de la protección FSW363 afectando los indicadores SAIDI y SAIFI como se verá en el próximo capítulo.

7. IMPACTO DE LAS SALIDAS FORZADAS EN LOS INDICADORES DE CALIDAD SAIDI Y SAIFI EN EL CIRCUITO PALDONJUANA

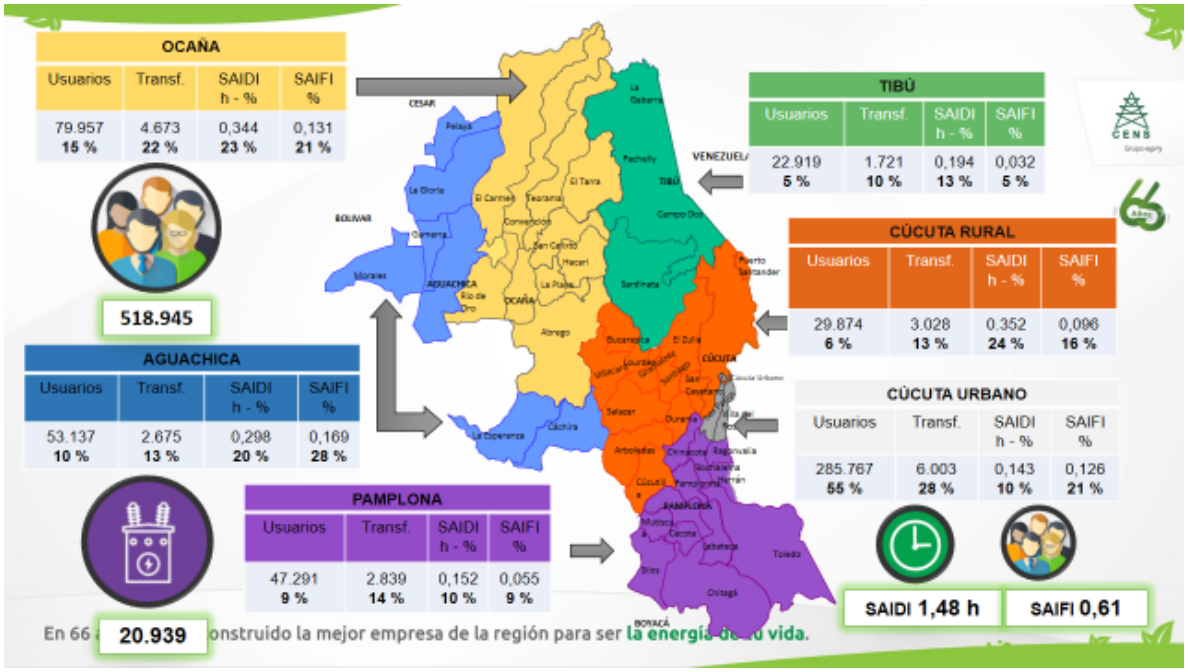
7.1 GENERALIDADES SAIDI Y SAIFI EN CENS

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 a diciembre de 2018 en CENS y cada una de sus regionales, tal como se aprecia en la Figura 67:

Figura 67. Panorama de los indicadores de calidad a diciembre de 2018.



La Figura 67 muestra con corte a diciembre de 2018 CENS registraba un total de 518.945 usuarios y 20.939 transformadores y en regional Pamplona estas cifras arrojaban los siguientes datos 47.291 usuarios y 2839 siendo un 14% y un 9% de respecto a los valores totales de CENS.

Figura 68. Análisis SAIDI anual.

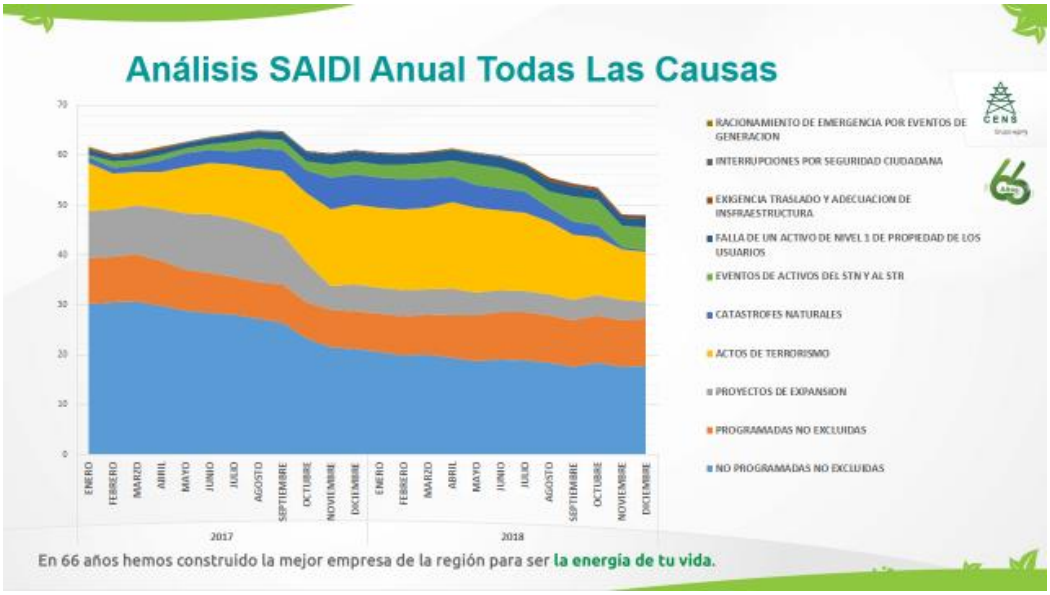
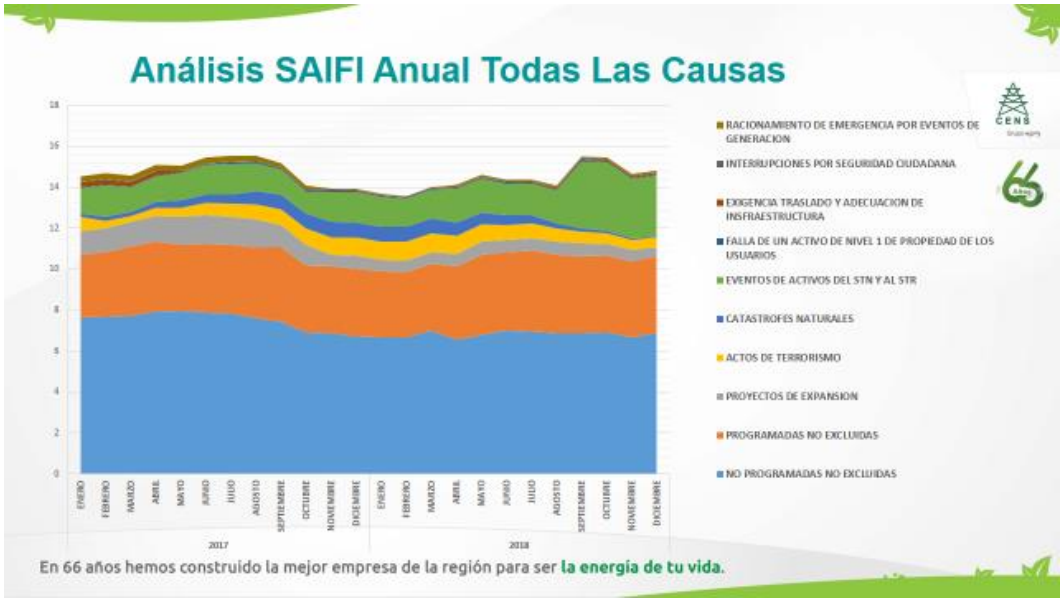


Figura 69. Análisis SAIFI anual.



En las anteriores gráficas se registran las causas de mayor impacto durante los años 2017 y 2018 en los indicadores SAIDI y SAIFI y que se describen a continuación:

- Racionamiento de energía por eventos de generación.
- Interrupción por seguridad ciudadana.
- Exigencia traslado y adecuación de infraestructura.
- Falla de un activo de Nivel I propiedad de los usuarios.
- Eventos de activos del STN y STR.
- Catástrofes naturales
- Actos de terrorismo
- Proyectos de expansión
- Programa no excluible
- No programadas, no excluible.

Esta última las No programadas No excluibles son las de mayor impacto estando cerca del 80% de la totalidad de las causas, por lo tanto, merecen una atención especial ya que es uno de los objetivos del análisis que se viene realizando a la derivación FSW363.

Meta SAIDI

La meta para el SAIDI establecida por CENS para la regional Pamplona fue de 40,28 horas para el año 2018 y se registró 42,78 superando en 2,5 horas en promedio las horas de desconexión.

Figura 70. Análisis SAIDI anual.

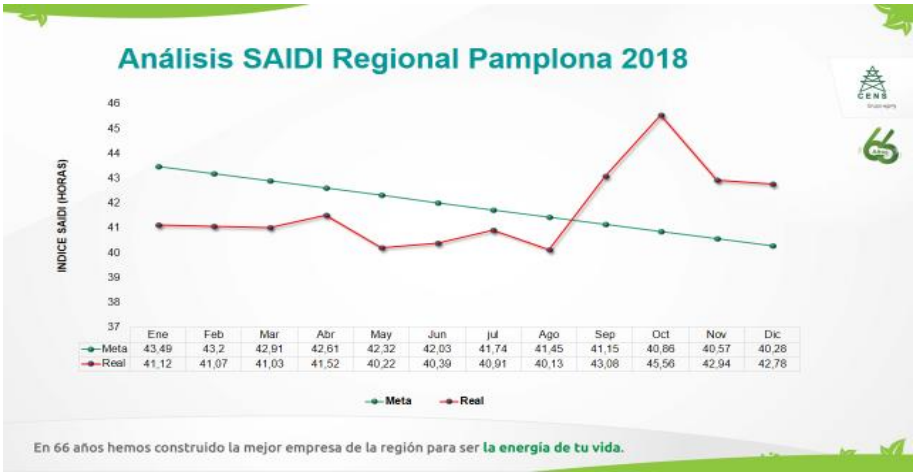
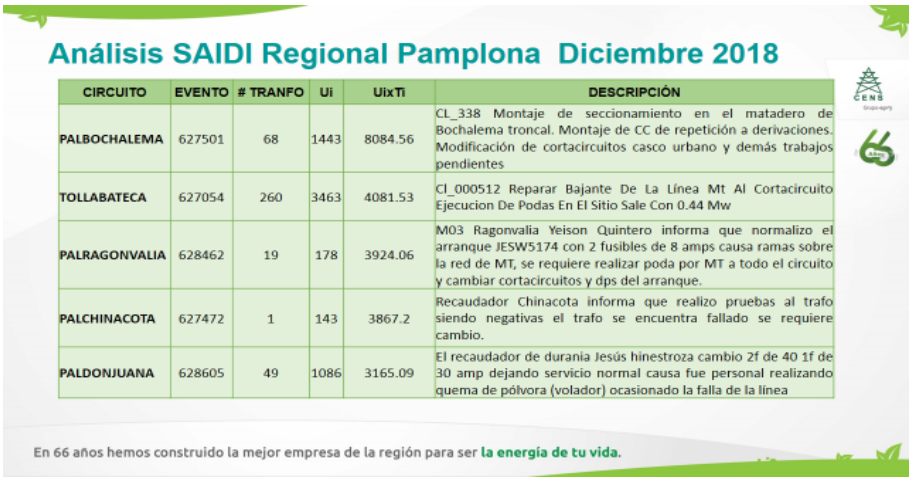


Figura 71. Análises SAIDI anual.



7.2 IMPACTO EN LOS INDICADORES DE CALIDAD SAIDI Y SAIFI

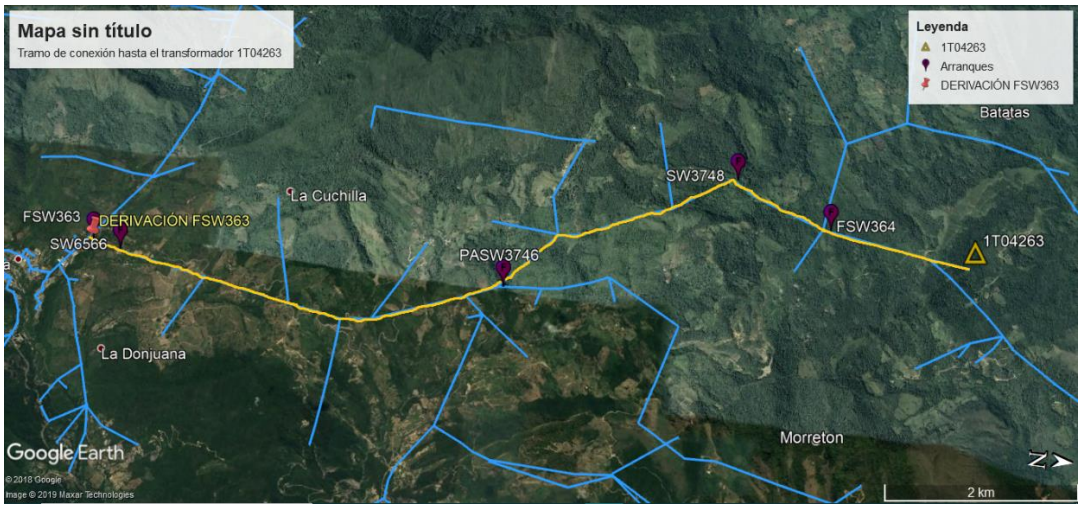
El efectuar una adecuada selección de las protecciones, mantiene el servicio de energía a la mayor cantidad de usuarios disponibles, ante una posible falla en el sistema de distribución local y de esta forma contribuye a la disminución de

porcentajes en los indicadores de calidad del servicio, evitando penalización a la empresa por los entes reguladores.

La elaboración de una ajustada coordinación de protecciones para los transformadores y arranques aguas abajo del cortacircuito FSW363, evita posibles escenarios de fallas ante las situaciones críticas ya que si esta se despeja de manera oportuna el impacto en el SAIDI es mucho menor favoreciendo el cumplimiento de la normatividad vigente.

Para los casos que se van a simular se tomará como referencia el transformador con código SPARD 1T04263 que ha sido uno de los más críticos en todos los análisis del proyecto que se está ejecutando. En la Figura 72, se visualiza la ubicación y conexión del transformador en el SDL.

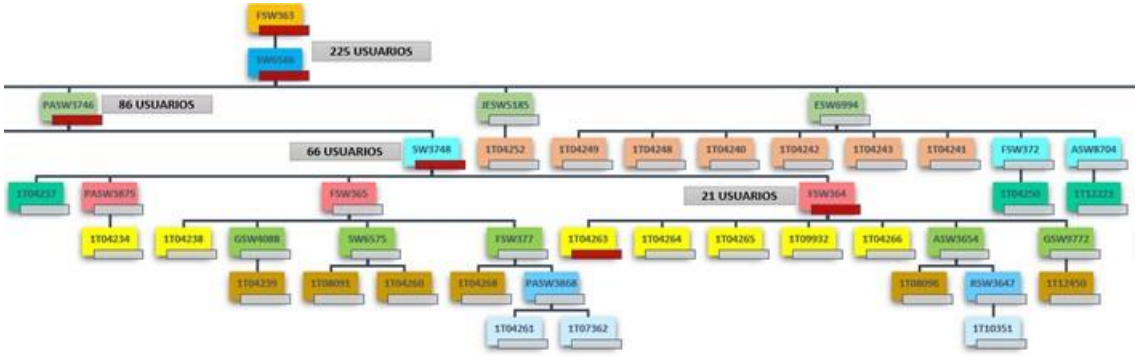
Figura 72. Conexión al transformador 1T04263.



7.2.1 Caso hipotético para el primer escenario. Para este ejemplo práctico, se supone una falla por baja tensión causada por acometida en corto y que debe despejar el fusible instalado como protección del transformador y que al no existir

coordinación de protecciones esta es arrastrada hasta la derivación FSW364 afectando el servicio a 21 usuarios que en principio debieron ser solo 4 datos que se pueden observar en la tabla 49.

Figura 73. Unifilar de posibles escenarios de falla.



Para el caso 2 se simula la misma falla, pero esta no es despejada por la protección del transformador, ni por la protección FSW364 sino por la protección del arranque SW3748 afectando ya no a 4 ni 21 sino a 66 usuarios, tal como se observa en la Tabla 49.

Tabla 49. Impacto en los indicadores SAIDI Y SAIFI hasta FSW364.

IMPACTO EN LOS INDICADORES SAIDI Y SAIFI								
FALLA EN TRAFO 1T04263 Y QUE DESPEJA FSW364			Situación 1: Normalización en 2 horas		Situación 2: Normalización en 24 horas		Situación 3:Normalización en 96 horas	
Cod. Arranque	Cod. Transformador	CANTIDAD DE USUARIOS	Tiempo estimado de	U*T	Tiempo estimado de Reparación 2	U*T	Tiempo estimado de Reparación 3	U*T
FSW364	1T04263	4	2	8	24	96	96	384
	1T04264	1	2	2	24	24	96	96
	1T04265	1	2	2	24	24	96	96
	1T09932	2	2	4	24	48	96	192
	1T04266	2	2	4	24	48	96	192
ASW3654	1T08096	6	2	12	24	144	96	576
GSW9772	1T12450	2	2	4	24	48	96	192
RSW3647	1T10351	3	2	6	24	72	96	288
TOTAL		21	Tiempo Afectación	42		504		2016

Tabla 50. Impacto en los indicadores SAIDI Y SAIFI hasta SW3748.

IMPACTO EN LOS INDICADORES SAIDI Y SAIFI								
FALLA EN TRAFO 1T04263 Y QUE PASA FSW364 Y DESPEJA SW3748			Situación 1: Normalización en 2 horas		Situación 2: Normalización en 24 horas		Situación 3:Normalización en 96 horas	
Cod. Arranque	Cod. Transformador	CANTIDAD DE USUARIOS	Tiempo estimado de	U*T	Tiempo estimado de Reparación 2	U*T	Tiempo estimado de Reparación 3	U*T
SW3748	1T04237	7	2	14	24	168	96	672
PASW3875	1T04234	11	2	22	24	264	96	1056
FSW365	1T04238	3	2	6	24	72	96	288
FSW364	1T04263	4	2	8	24	96	96	384
	1T04264	1	2	2	24	24	96	96
	1T04265	1	2	2	24	24	96	96
	1T09932	2	2	4	24	48	96	192
	1T04266	2	2	4	24	48	96	192
GSW4088	1T04239	2	2	4	24	48	96	192
SW6575	1T08091	4	2	8	24	96	96	384
	1T04260	3	2	6	24	72	96	288
FSW377	1T04268	7	2	14	24	168	96	672
ASW3654	1T08096	6	2	12	24	144	96	576
GSW9772	1T12450	2	2	4	24	48	96	192
PASW3868	1T04261	5	2	10	24	120	96	480
	1T07362	3	2	6	24	72	96	288
RSW3647	1T10351	3	2	6	24	72	96	288
TOTAL		66	Tiempo Afectación	132		1584		6336

Y por último la misma falla, en la Tabla 51, muestra el arranque PASW3746 afectando el servicio a 86 usuarios y no a 4 como debió ser en principio.

Tabla 51. Impacto en los indicadores SAIDI y SAIFI hasta el arranque PASW3746.

IMPACTO EN LOS INDICADORES SAIDI Y SAIFI								
FALLA EN TRAFO 1T04263 Y QUE DEJA PASAR FSW364 Y SW3748 Y QUE DESPEJA PASW3746			Situación 1: Normalización en 2 horas		Situación 2: Normalización en 24 horas		Situación 3:Normalización en 96 horas	
Cod. Arranque	Cod. Transformador	CANTIDAD DE USUARIOS	Tiempo estimado de	U*T	Tiempo estimado de Reparación 2	U*T	Tiempo estimado de Reparación 3	U*T
SW3748	1T04237	7	2	14	24	168	96	672
PASW3875	1T04234	11	2	22	24	264	96	1056
FSW365	1T04238	3	2	6	24	72	96	288
FSW364	1T04263	4	2	8	24	96	96	384
	1T04264	1	2	2	24	24	96	96
	1T04265	1	2	2	24	24	96	96
	1T09932	2	2	4	24	48	96	192
	1T04266	2	2	4	24	48	96	192
GSW4088	1T04239	2	2	4	24	48	96	192
SW6575	1T08091	4	2	8	24	96	96	384
	1T04260	3	2	6	24	72	96	288
FSW377	1T04268	7	2	14	24	168	96	672
ASW3654	1T08096	6	2	12	24	144	96	576
GSW9772	1T12450	2	2	4	24	48	96	192
PASW3868	1T04261	5	2	10	24	120	96	480
	1T07362	3	2	6	24	72	96	288
RSW3647	1T10351	3	2	6	24	72	96	288
PASW3746	1T04236	6	2	12	24	144	96	576
FSW375	1T04267	1	2	2	24	24	96	96
	1T04251	5	2	10	24	120	96	480
	1T04262	2	2	4	24	48	96	192
SW3310	1T04235	6	2	12	24	144	96	576
TOTAL		86	Tiempo Afectación	172		2064		8256

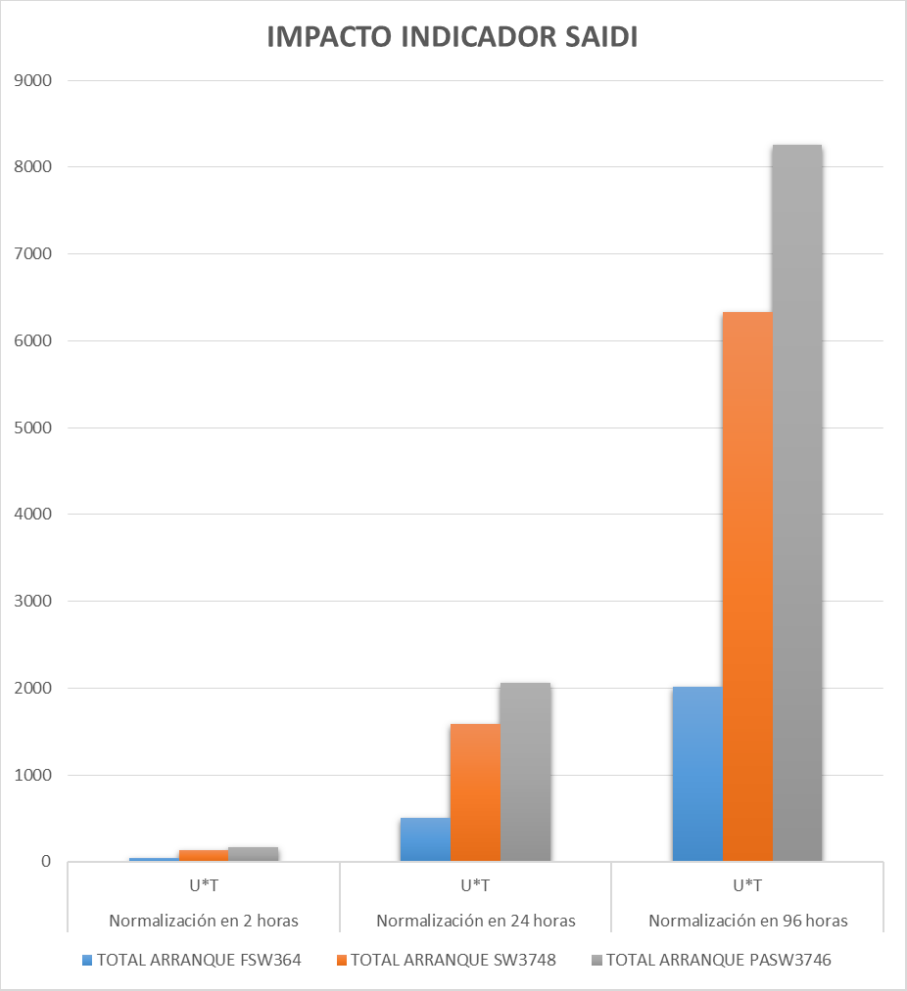
De esta manera, abordando los tiempos de reparación que son los que finalmente inciden en el indicador SAIDI para los tres casos simulados se agregaron tres situaciones diferentes o tiempos de reparación debido a volumen de trabajo, fecha en que se presenta el evento o condiciones climáticas que impiden la normalización en el menor tiempo posible, ya que finalmente el personal operativo debe trasladarse al sitio a realizar la maniobra de normalización del servicio.

Tabla 52. Usuarios afectados hasta el arranque FSW364.

USUARIOS AFECTADOS HASTA EL ARRANQUE FSW364		Normalización en 2 horas	Normalización en 24 horas	Normalización en 96 horas
Cod. Arranque	Cod. Transformador	U*T	U*T	U*T
TOTAL ARRANQUE FSW364		42	504	2016
TOTAL ARRANQUE SW3748		132	1584	6336
TOTAL ARRANQUE PASW3746		172	2064	8256

Las afectaciones se pueden ver en la Tabla 52 la cual describe los arranques afectados y el tiempo que tardó en normalizarse el servicio, afectando notoriamente los indicadores del SAIDI.

Figura 74. Impacto indicador SAIDI.



La Figura 74, muestra como las fallas afectan el indicador SAIFI ya que se registran salidas que en principio debió controlar la protección del transformador y no llevar la falla hasta la protección del arranque PASW3746.

Si no se realizan acciones tendientes al mejoramiento de los indicadores de calidad se afectan los ingresos de la empresa llegando inclusive a sanciones por parte de la SSPD por incumplimientos de los límites permisibles y también disminuye la satisfacción del cliente que finalmente afecta la reputación de la empresa.

8. CONCLUSIONES

Una vez realizados los análisis de las fallas que se presentan sobre las redes aéreas del SDL se observó que se cumple la teoría del 80% de fallas transitorias y no programadas por lo que los operadores de red deben centrar sus esfuerzos en minimizarlas o controlarlas

Durante los años 2016 a 2018 la derivación FSW363 en estudio presentó 140 fallas en transformadores y 153 en arranques o seccionamientos de línea con una duración de 2717 horas correspondiente al 33,54% de las fallas presentadas en el circuito de PALDONJUANA el caso más crítico lo presenta el transformador 1T04263 con 271 horas; 41 minuto y 09 segundos y 51 salidas forzadas

En cuanto a las medidas de resistencia en los denominados puntos críticos, se concluye que, para una efectiva protección del sistema, se debe actuar conforme lo establecido en el RETIE en su artículo 15. En cuanto a las tensiones de paso y contacto se recomienda la construcción de mallas y mejoramiento de la resistividad del suelo con compuestos artificiales y que se cumpla con una correcta instalación y elaborar un plan de mantenimiento del SIPRA.

En efecto, una coordinación efectiva de protecciones garantiza el cumplimiento de los indicadores de calidad SAIDI y SAIFI, al observar los principios de velocidad, confiabilidad y selectividad, con el fin de despejar la falla, afectado el menor número de usuarios y en el menor tiempo posible. Por lo tanto, se recomienda instalar las protecciones calculadas al estudio de coordinación en la derivación FSW 363.

De igual manera, mediante la metodología de gestión de activos se realizó el análisis de fallas obteniendo la matriz de impacto con una criticidad alta estableciendo la causa raíz mediante herramienta de árbol de falla. Se recomienda

validar la hipótesis y la implementación de planes de mejoramiento ya que se puede obtener una disminución de fallas hasta del 40%.

Las mediciones realizadas en los laboratorios de alta tensión de CENS y la UIS evidencian que el aislamiento retirado de las redes de distribución aún cumple con las propiedades establecidas por la norma y el fabricante, situación que se debe analizar al momento de toma de decisiones en los mantenimientos donde estos son reemplazados generando un sobrecosto a la Administración, Operación y Mantenimiento (AOM).

Los informes operativos diarios que genera el CDL debe ser el principal insumo para el análisis y toma de decisiones. No obstante, se debe instruir al personal operativo en la metodología de análisis de falla de gestión de activos para disminuir las causas desconocidas indagando con los usuarios las condiciones de modo de falla que conduzcan a planes de mejoramiento, garantizando la continuidad y calidad del servicio, razón fundamental del equipo de mantenimiento y de los operadores de red.

Las empresas distribuidoras de energía conocidas como operadores de red se miden por sus indicadores de calidad SAIDI y SAIFI; es por ello que estas realizan acciones o planes de mejoramiento tendientes al cumplimiento de las metas establecidas por el regulador. En este estudio se concluye que el indicador SAIDI se impacta negativamente por fallas transitorias que se convierten en permanentes y que aumentan considerablemente el tiempo de normalización al no existir una efectiva coordinación de protecciones. También se puede enunciar que los dos indicadores se afectan directamente por el número de usuarios afectados ante fallas superiores a los 3 minutos como enuncia la regulación vigente.

BIBLIOGRAFÍA

CASAS OSPINA, Favio. TIERRAS soporte de seguridad eléctrica. Sexta Edición. Editorial Icontec. 2017.

CENS. Estudio de instalaciones de mejoramiento de suelos artificialmente. Centrales Eléctricas de Norte De Santander. Centro de Excelencia Técnica. 2019.

CENS. Informe Técnico de Fallas. 2016.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 070 de 1998. Por el cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica. Recuperado de http://www.enam.com.co/2015/07/10/anexo-3-creg/

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, CREG 096 de 2000. Por la cual se dictan normas relacionadas con el Período de Transición de que trata el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, y se complementan algunas disposiciones de esas resoluciones. Recuperado de http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-2000-CREG096-2000

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, CREG 084 de 2002. Por la cual se dictan normas en materia de calidad del servicio de energía eléctrica prestado en el Sistema Interconectado Nacional, relacionadas con las disposiciones de la Resolución CREG 159 de 2001 y con el primer año del período siguiente a la transición, de que trata el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica. Recuperado de http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-2002-CREG084-2002

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, CREG 097 de 2008. Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local. Recuperado de http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolucion-2008-Creg097-2008

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, CREG, 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. Recuperado de http://apolo.creg.gov.co/publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/65f1aaf1d57726a90525822900064dac/$FILE/Creg015-2018.pdf

DÍAZ NAVARRO, J.L. y Pérez Quitián, S.F. (2015). Estudio técnico para el mejoramiento del actual esquema de protecciones en circuitos enmallados en el nivel de 34,5 kV de la electrificadora de Santander S.A E.S.P. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas escuela de ingeniería eléctrica, electrónica y de telecomunicaciones. Especialización en sistemas de distribución de energía eléctrica. Bucaramanga.

GÓMEZ, V.A., PEÑA, R.A., HERNÁNDEZ, C. Identificación y localización de fallas en sistemas de distribución, utilizando medidores de calidad del servicio de energía eléctrica. Revista Científica / ISSN 0124 2253/ Julio – diciembre de 2011 / No. 14 / Bogotá, D.C.

HERNÁNDEZ, C.; GÓMEZ, V.; y PEÑA, R. (2011). Identificación y localización de fallas en sistemas de distribución, utilizando medidores de calidad del servicio de energía eléctrica. Revista Científica / ISSN 0124 2253/ julio – diciembre de 2011/ No 14 / Bogotá, D.C.

IEEE. Guide for Safety in AC Substation Grounding," In IEEE Std 80-2013 (Revisión of IEEE Std 80-2000/ Incorporates IEEE Std 80-2013/Cor 1-2015), vol., no., pp.1-226, 15 May 2015. Recuperado de 10.1109/IEEESTD.2015.7109078

KERAUNOS. Estudio de incidencia de descargas eléctricas atmosféricas para la línea de transmisión 115 kV y redes de distribución de 13,2 kV en Norte de Santander. CENS. 2013.

Mapa descriptivo. Red para rayos y tormentas en tiempo real. Recuperado de (http://es.blitzortung.org/historical_maps.php?map=51)

NORMA TÉCNICA NTC COLOMBIANA 1285, 2018-09-12. Electrotecnia. Método de ensayo para aisladores de potencia eléctrica. Recuperado de https://tienda.icontec.org/wp-content/uploads/pdfs/NTC1285.pdf

NORMAS TÉCNICAS CENS – EPM. Fusibles limitadores de corriente (FLC) para la protección de transformadores a instalar en celda de 13,2 kV; p.7.

NORMAS TÉCNICAS. Medida de resistividad eléctrica del suelo. Ra6014. Primera edición: mayo1984. Última publicación: pp 12 - 16 mayo 2008.

PEÑA GARCÍA, J. (2008). Análisis de fallas en las líneas de transmisión del grupo empresarial isa Universidad Tecnológica de Pereira facultad de ingenierías eléctrica, electrónica, física y ciencias de la computación programa de ingeniería eléctrica. Pereira.

RAMÍREZ CASTAÑO, Samuel. Redes de Distribución de Energía. Universidad Nacional de Colombia. Tercera Edición. 2004; p.736

RAMÍREZ, A.; VALCÁRCEL, Á. (2006). Determinación de la razón de salida por impacto directo de rayos en la línea de Transmisión. Revista energética Vol. XXVIII, No.1/2007.

REGLAMENTO TÉCNICO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS (RETIE). Anexo general del RETIE Resolución 9 0708 de agosto 30 de 2013 con sus ajustes. Recuperado de https://www.minenergia.gov.co/documents/10180/1179442/Anexo+General+del+RETIE+vigente+actualizado+a+2015-1.pdf/57874c58-e61e-4104-8b8c-b64dbabedb13

RIVERA GUERRERO, Carlos Eduardo. Análisis de fallas en la derivación fsw363 del circuito PALDONJUANA del SDL de CENS. PAMPLONA, COLOMBIA, 2019.

RÚGELES Julio; y CHACÓN Julio César. Laboratorio de alta tensión. Manual de prácticas. Universidad Industrial de Santander. 2018.

TAMAYO y TAMAYO. Técnicas de Investigación. Editorial Me Graw Hill. México. 2004.

ZAPATA CASTRILLÓN, William. Coordinación de protecciones en Sistemas de distribución de energía. Grupo EPM. Medellín, 2011.

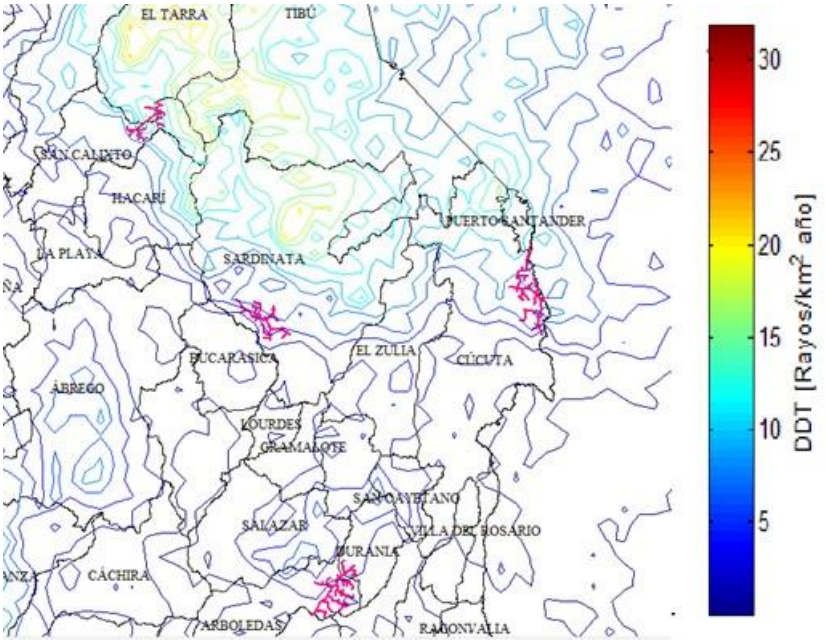
ANEXOS

ANEXO A. Informe inicial del circuito de distribución

El informe de la firma KERAUNOS costa inicialmente de la identificación de los cuatro circuitos de distribución (el tarra, sarc1, salc1 y plz283b1) - CENS en Norte de Santander, tal como se aprecia en la Figura 1, donde igualmente muestra la Densidad de Descargas a Tierra (DDT) para la zona donde se encuentran estos circuitos de distribución, obtenida a partir de los datos de detección de rayos de la red LINET. Al igual que para la línea de 115 kV este parámetro DDT fue calculado utilizando cuadrículas de 1x1 km^2.

Se observa que las zonas de mayor Densidad de Descargas a Tierra se encuentran hacia el Tarra, con valores que superan los 10 rayos/km^2año, mostrando un decrecimiento hacia Salazar municipio adyacente a Durania. Hacia el extremo oriental, se encuentra el circuito de Planta Zulia, presentando una DDT entre 5 y 10 rayos/km^2año, mientras que en el circuito de Sardinata se presentan valores en general inferiores a 5 rayos/km^2año.

Figura 1. Densidad de Descargas DDT en cercanías del área que abarca los cuatro circuitos de distribución a estudiar – CENS Norte de Santander para el periodo septiembre 2011 – septiembre 2013 red LINET.



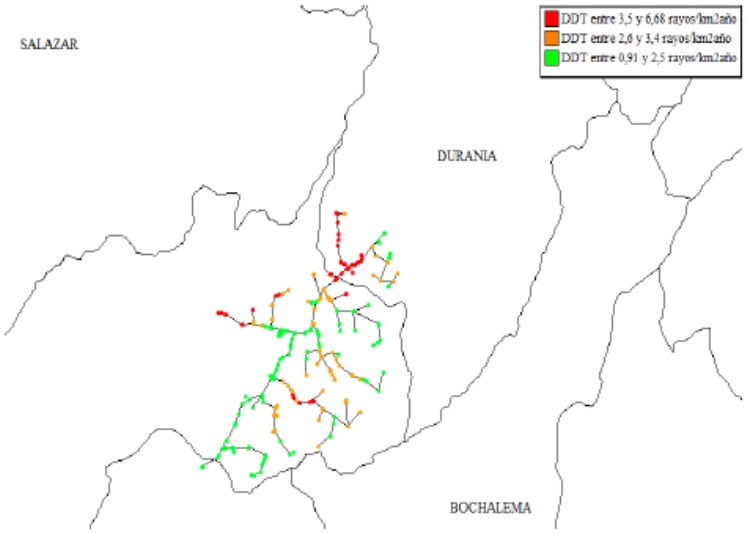
Fuente: KERAUNOS. Estudio de incidencia de descargas eléctricas atmosféricas para la línea de transmisión 115 kV y redes de distribución de 13,2 kV en Norte de Santander. CENS. 2013.

De esta manera, una vez conocido la ubicación y la densidad de descargas de los cuatro circuitos, la investigación se centra en mostrar el tramo a intervenir SALC1, el cual se tratará en los capítulos siguientes.

Cálculo de la densidad de descargas a tierra – DDT del SALC1 (Salazar).

En la Figura 2 muestra el tramo del circuito SALC1 a intervenir, en donde se observa que su mayor DDT se concentra mayormente al norte de este tramo del circuito SALC1, con valores entre 3,5 y 6,68 rayos/km^{2}año. Como se observa es el circuito que tiene menos DDT. Su menor densidad se presenta en distintas zonas a lo largo del tramo a intervenir de dicho circuito con valores oscilantes de aproximadamente de 1 y 2 rayos/km^{2}año. Existe un valor medio de DDT ubicado de igual forma en diferentes zonas con valores de 3,6 y 3,4 rayos/km^{2}año.

Figura 2. DDT por tramos para el circuito SALC1



Fuente: KERAUNOS. Estudio de incidencia de descargas eléctricas atmosféricas para la línea de transmisión 115 kV y redes de distribución de 13,2 kV en Norte de Santander. CENS. 2013

Simulación de sobretensiones por descargas atmosféricas no directas.

Las descargas eléctricas atmosféricas tienen un impacto importante en el desempeño de los sistemas de distribución, ya sea por los impactos directos e indirectos. Algunos estudios estiman que los rayos son los causantes del 50% de la generación de perturbaciones electromagnéticas como las caídas de tensión (SAGS) en los sistemas de distribución, y entre el 70 y el 80% de todos los problemas de la calidad de energía eléctrica.

Usualmente, los efectos del rayo son fallas temporales en el sistema, las cuales son despejadas por los re-conectadores del sistema o la configuración de re-cierre de los relés. Este tipo de operación es perjudicial en ciertas aplicaciones industriales, por lo cual es importante mejorar el desempeño de la línea ante descargas eléctricas atmosféricas.

Para evaluar el desempeño real de la línea se toma como base la metodología de la norma IEEE 1410-2010 en donde se plantean los siguientes pasos:

- Determinación de flameos por impactos directos (Simulación Estadística - método electrogeométrico – YalukDraw)
- Determinación del número de flameos por rayos indirectos (Simulación estadística – YalukDraw)

Información para el modelado de los transformadores de potencia.

Para modelar el transformador se usó la información suministrada por CENS, en la cual se tiene la característica de potencia, el número de fases y nivel de tensión. Se asumieron los porcentajes y relaciones de resistencias y reactancias típicas de acuerdo a la tensión y potencia de los transformadores instalados en el circuito, con el fin de establecer un modelo simplificado del transformador en estado estable para el caso bajo estudio. Posteriormente, se consideraron las características en alta frecuencia mediante la inclusión de capacitancias dentro del modelo del elemento.

A continuación, se presentan las características fundamentales para el establecimiento del modelo a utilizar, reportando las simplificaciones y consideraciones realizadas para la obtención del mismo. La información que no haya sido suministrada, se consideró bajo criterios técnicos.

Características:

- Transformador trifásico
- Potencia nominal:15 KVA
- Voltajes por devanado: 13,8 kV / 220 V

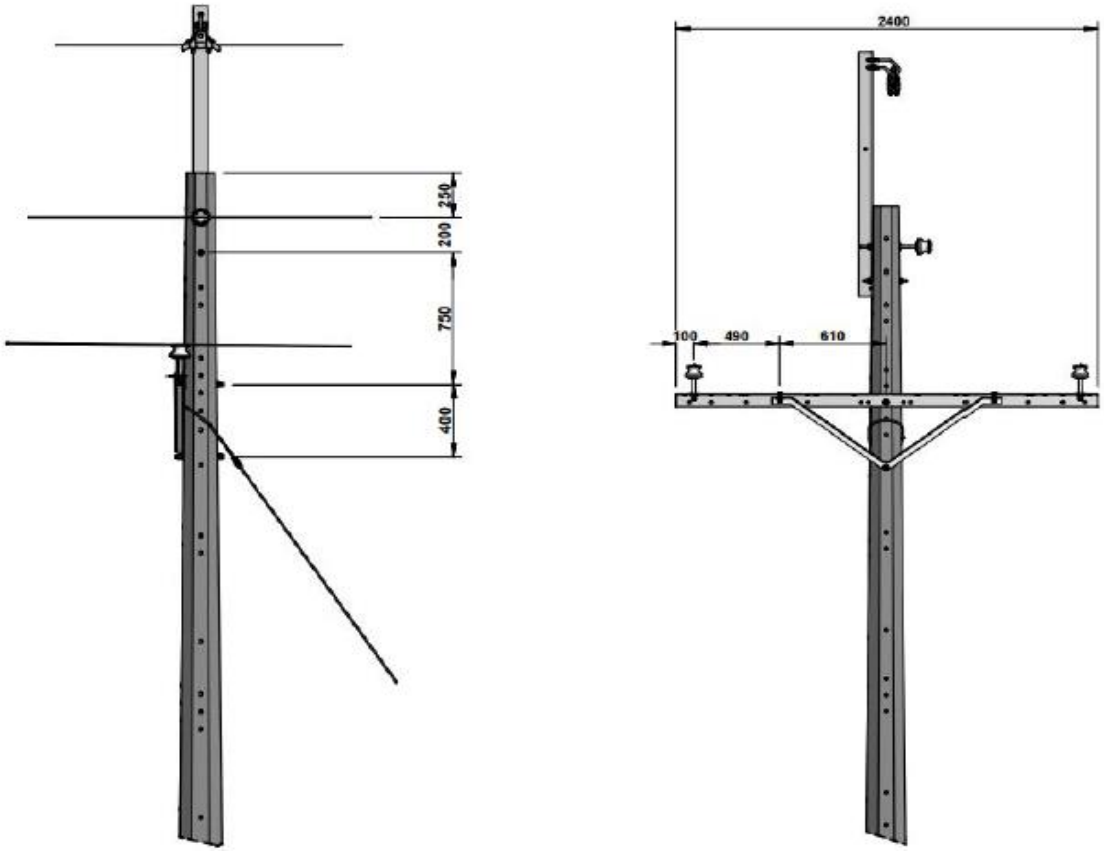
Descripción de los circuitos de distribución bajo análisis.

Para la definición del modelo típico de estructura de línea dentro del circuito bajo análisis se tuvo en cuenta la información proporcionada por CENS y se estableció la configuración de estructura típica para el circuito como la RA2-091.

Descripción, modelado y consideraciones de la configuración de la línea de distribución.

La estructura que se modelará en el proceso de simulación para la coordinación de aislamiento se muestra en la Figura 3, las dimensiones se encuentran en milímetros.

Figura 3. Dimensiones configuración de estructura de línea RA2-091.



Fuente: KERAUNOS. Estudio de incidencia de descargas eléctricas atmosféricas para la línea de transmisión 115 kV y redes de distribución de 13,2 kV en Norte de Santander. CENS. 2013

Información para el modelado de los transformadores de potencia.

Para modelar el transformador se usó la información suministrada por CENS, en la cual se tiene la característica de potencia, el número de fases y nivel de tensión. Se asumieron los porcentajes y relaciones de resistencias y reactancias típicas de

acuerdo a la tensión y potencia de los transformadores instalados en el circuito, con el fin de establecer un modelo simplificado del transformador en estado estable para el caso bajo estudio. Posteriormente, se consideraron las características en alta frecuencia mediante la inclusión de capacitancias dentro del modelo del elemento.

A continuación, se presentan las características fundamentales para el establecimiento del modelo a utilizar, reportando las simplificaciones y consideraciones realizadas para la obtención del mismo. La información que no haya sido suministrada, se consideró bajo criterios técnicos.

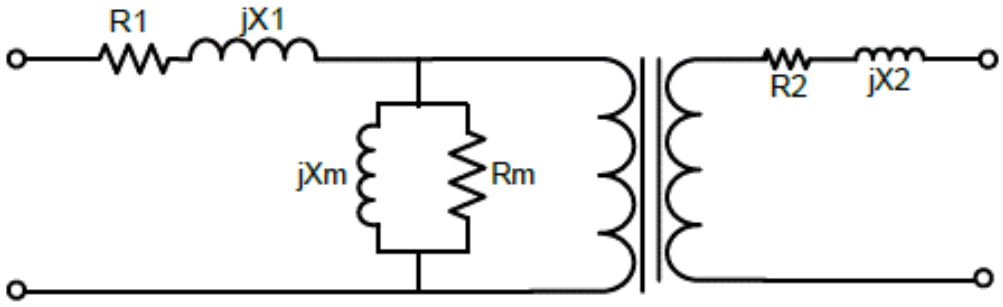
Características:

- Transformador Trifásico
- Potencia Nominal:15 KVA
- Voltajes por devanado: 13,8 kV / 220 V

Pruebas de rutina y estimación de las capacitancias del modelo de simulación. El ensayo de corto circuito del transformador establece las pérdidas causadas por la dispersión o calentamiento de cada uno de los devanados a condiciones nominales de corriente. Las pérdidas de energía producto de la magnetización del núcleo pueden asumirse despreciables durante este ensayo y así establecer los parámetros del modelo asociados a las pérdidas en el cobre de los devanados del transformador. El ensayo en vacío considera la excitación por los devanados del secundario conectados en Y (bornes x, y, z).

Se determina la rama de magnetización respecto al primario, de esta manera el modelo monofásico equivalente del transformador que se usará para régimen estacionario y se muestra en la Figura 4:

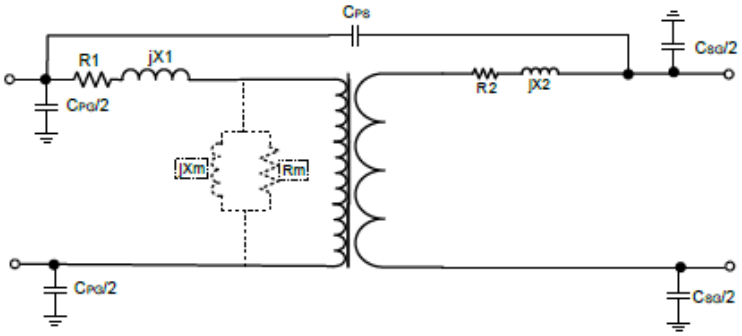
Figura 4. Modelo en estado estable del transformador (por fase). Fuente:



Fuente: KERAUNOS. Estudio de incidencia de descargas eléctricas atmosféricas para la línea de transmisión 115 kV y redes de distribución de 13,2 kV en Norte de Santander. CENS. 2013

Para asociar las capacitancias del transformador se hace uso de la disposición física de los devanados del mismo y las características constructivas. Típicamente, estas características no son reportadas dentro de los datos de los fabricantes, por lo que las capacitancias son estimadas en función de la potencia del transformador y del comportamiento de las pruebas de rutina para operación estado estable. Una aproximación de las distribuciones capacitivas para el transformador bajo análisis se presenta en la Figura 5.

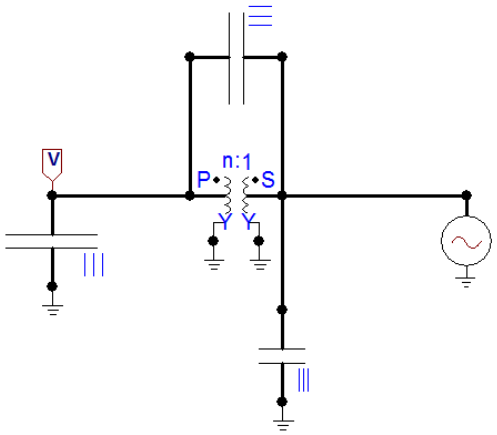
Figura 5. Modelo del transformador considerando efectos capacitivos para comportamientos transitorios de alta frecuencia.



Fuente: KERAUNOS. Estudio de incidencia de descargas eléctricas atmosféricas para la línea de transmisión 115 kV y redes de distribución de 13,2 kV en Norte de Santander. CENS. 2013

Los efectos no lineales asociados a la saturación magnética del núcleo no son considerados dentro de la evaluación del comportamiento en alta frecuencia y no representan en dichas frecuencias un efecto relevante. Para la simulación del transformador se usó el modelo del transformador ideal trifásico del ATP programado mediante el ATP-Draw, con el fin de poder caracterizar un comportamiento típico en frecuencia para transformadores de esta potencia. En la Figura 6 se presenta el modelo implementado en el ATP e incorporado al estudio estadístico de sobretensiones.

Figura 6. Modelo del transformador (ATP/ATP Draw) incorporado en las simulaciones estadísticas



Fuente: KERAUNOS. Estudio de incidencia de descargas eléctricas atmosféricas para la línea de transmisión 115 kV y redes de distribución de 13,2 kV en Norte de Santander. CENS. 2013

Con esta configuración para el modelo del transformador, se realizaron mediciones sobre diferentes tipos y potencias de transformadores lo cual permitió evaluar el fenómeno de tensiones transferidas entre el devanado de alta tensión y el de baja tensión. En la Tabla 1 se presentan los valores de capacitancia entre cada uno de los devanados y tierra son:

Tabla 1. Capacitancias distribuidas en el transformador.

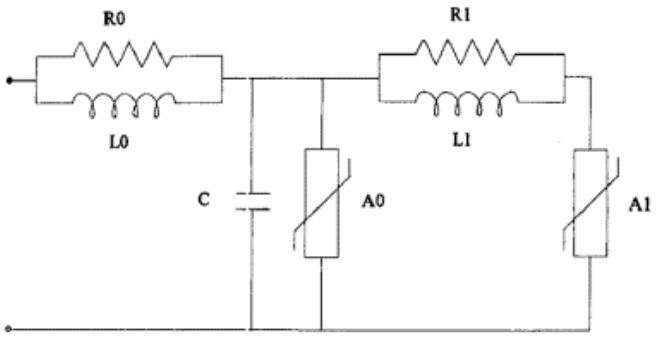
	Capacitancia (pF)
CA-B	744
CHV	340
CLV	215

Fuente: KERAUNOS. Estudio de incidencia de descargas eléctricas atmosféricas para la línea de transmisión 115 kV y redes de distribución de 13,2 kV en Norte de Santander. CENS. 2013

Los descargadores de sobretensión.

El modelado del descargador de sobretensión se representa con las relaciones simplificadas presentadas en la Figura 7. Para la justificación de la selección del modelo se acude inicialmente a la representación dependiente de la frecuencia adoptada por el grupo de trabajo de IEEE 3.4.11.

Figura 7. Modelo propuesto por el grupo de trabajo de IEEE.

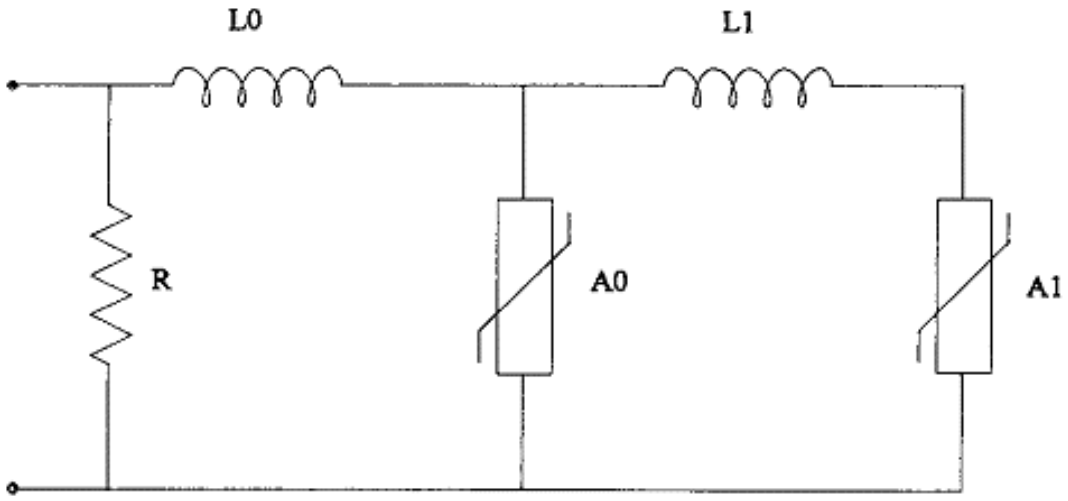


Fuente: KERAUNOS. Estudio de incidencia de descargas eléctricas atmosféricas para la línea de transmisión 115 kV y redes de distribución de 13,2 kV en Norte de Santander. CENS. 2013

Este modelo entrega una respuesta veraz en tensión para impulsos de corrientes con frentes de onda en el rango de 0,5 a 45 μs.

A fin de reducir la complejidad en la estimación de los parámetros del modelo se plantea una modificación al modelo anterior y se muestra en la Figura 8.

Figura 8. Modificación al modelo propuesto por el grupo de trabajo de IEEE.



Fuente: KERAUNOS. Estudio de incidencia de descargas eléctricas atmosféricas para la línea de transmisión 115 kV y redes de distribución de 13,2 kV en Norte de Santander. CENS. 2013

Donde las inductancias L0 y L1 pueden ser calculadas a partir de las medidas de voltaje de las pruebas de impulso de los fabricantes y el voltaje nominal del descargador. El valor de R se define normalmente de 1 MΩ.

El cálculo de las inductancias L1 y L0 se determina a partir de las ecuaciones (1) y (2).

$$L_1 = \frac{V_{r_{1/T2}} - V_{r_{8/20}}}{4 \times V_{r_{8/20}}} \times V_n \qquad (1)$$

$$L_0 = \frac{V_{r_{1/T2}} - V_{r_{8/20}}}{12 \times V_{r_{8/20}}} \times V_n \qquad (2)$$

Donde:

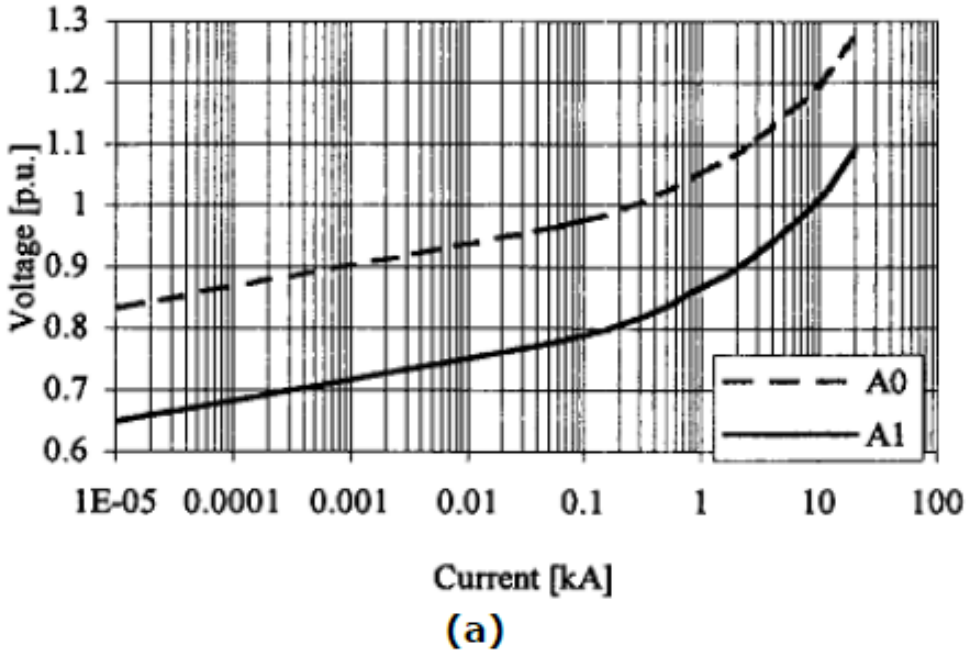
V_n es la tensión nominal del descargador de sobretensión.

$V_{r1/T2,}$ es la tensión residual del DPS para un impulso de corriente de 10 kA y un frente de onda de 1 µs.

$V_{r8/20}$ es la tensión residual del DPS para un impulso de corriente de 10 kA y cuya forma de onda es del tipo 8/20 µs.

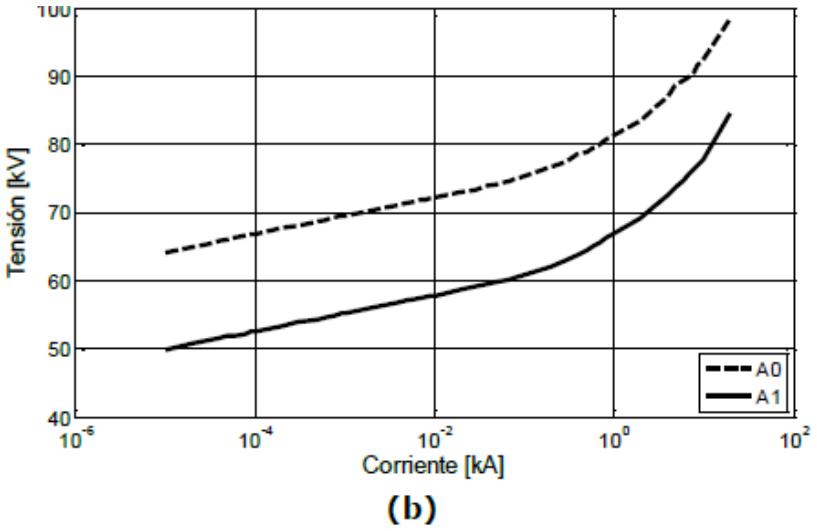
El comportamiento no-lineal de V-I para los elementos A0 y A1 está descrito en unidades normalizadas (p.u.) como se muestra Figura 9.

Figura 9. Características estáticas de los elementos no lineales del modelo del descargador de sobretensión.



Fuente: KERAUNOS. Estudio de incidencia de descargas eléctricas atmosféricas para la línea de transmisión 115 kV y redes de distribución de 13,2 kV en Norte de Santander. CENS. 2013

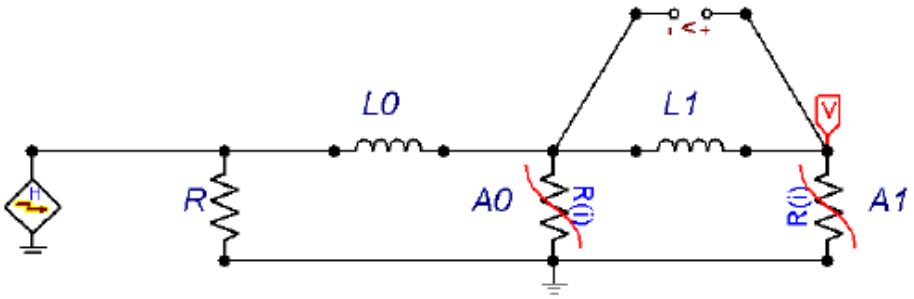
Figura 10. Elementos no lineales ajustados al caso de estudio.



Fuente: KERAUNOS. Estudio de incidencia de descargas eléctricas atmosféricas para la línea de transmisión 115 kV y redes de distribución de 13,2 kV en Norte de Santander. CENS. 2013

Finalmente, el modelo implementado en el ATP/ATP Draw se presenta en la Figura 11.

Figura 11. Modelo del descargador de sobretensión ATP/ATP Draw.



Fuente: KERAUNOS. Estudio de incidencia de descargas eléctricas atmosféricas para la línea de transmisión 115 kV y redes de distribución de 13,2 kV en Norte de Santander. CENS. 2013

Determinación del nivel crítico del aislamiento CFO actual, según el nivel del aislamiento provisto por la configuración escogida de la línea de distribución. Usando la metodología recomendada por la norma IEEE 1410 de 2012 se estima el nivel crítico de aislamiento (CFO) para la configuración de línea seleccionada. A partir de la información enviada, se consideró un aislador tipo suspensión de pasador, código ANSI 52-4. El valor crítico de flameo mínimo para este tipo de aislador fue tomado de catálogo de fabricantes locales, reportándose un valor de 125 kV.

Dado que el CFO de la estructura se compone de elementos aisladores en serie, se calculó el nivel crítico de flameo total de la estructura de acuerdo a la siguiente expresión.

$$CFO_{TOTAL} = (CFO_{elemento\,1} + CFO_{elemento\,2} + CFO_{elemento\,3}) * FH$$

Donde:

CFO_{TOTAL}: Nivel crítico de flameo total de la estructura.
$CFO_{elemento}$: Nivel crítico de flameo de cada uno de los elementos aisladores en serie.
FH: Factor de corrección a condiciones de humedad.

Teniendo en cuenta la configuración de las estructuras de distribución del circuito SALC1, se tiene que el CFO total es de 300 kV. Entonces, la condición de flameo (donde se considera que el 100% de los eventos con este valor causan flameo) se considera a 1,2 CFO, es decir 360 kV.

Dado que la estructura del circuito posee características constructivas en el aislamiento que reducen la efectividad de la cadena de aisladores en su operación, es necesario considerar dentro del presente análisis, cómo afectan dichas características el desempeño del circuito ante descargas eléctricas atmosféricas.

Por lo tanto, para establecer el punto crítico de flameo bajo las nuevas condiciones de operación, se incluirá el factor de disminución del aislamiento (Basado en el factor de utilización) como se muestra en la siguiente expresión.

$$CF = 1.2 * CFO * FDA$$

Donde:

CF: Condición de flameo.
FDA: Factor de decremento del aislamiento
CFO: Nivel crítico de flameo

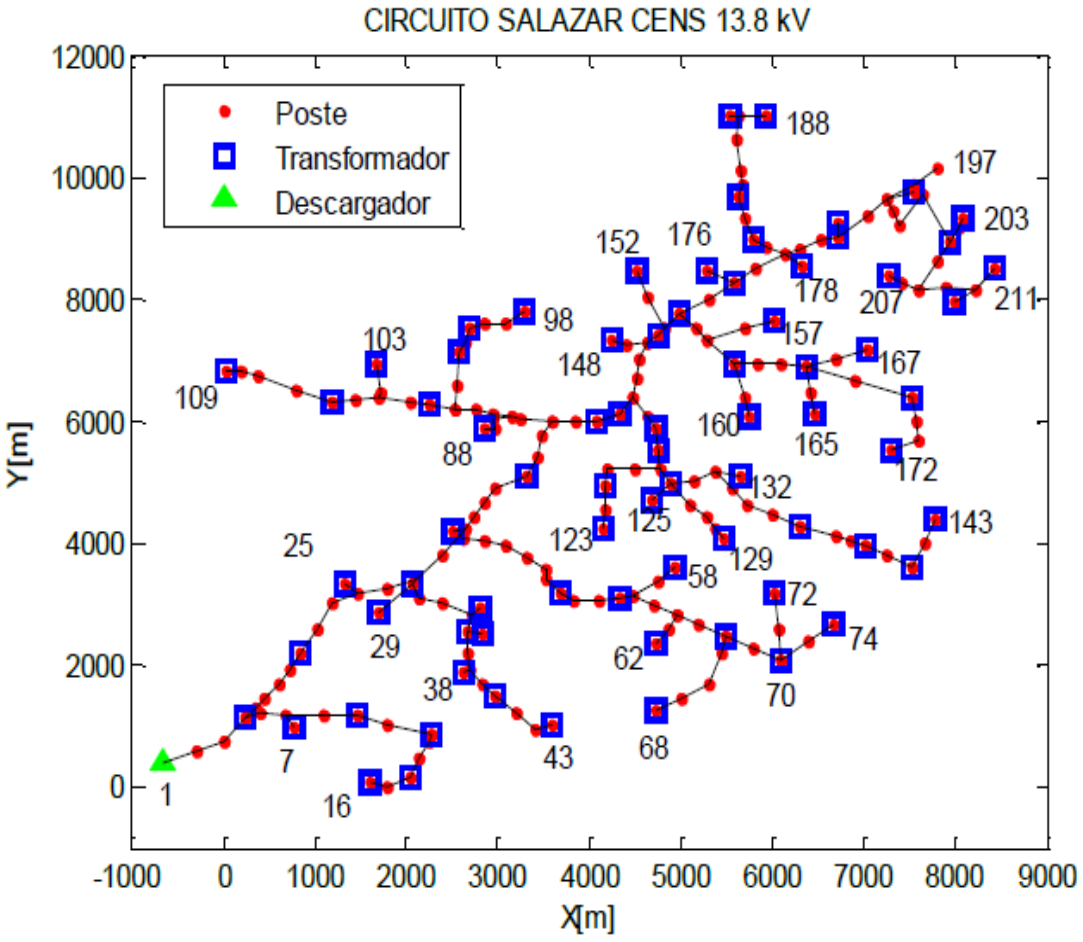
Para evidenciar el efecto del deterioro del aislamiento en el desempeño del circuito, se utilizarán factores de disminución del aislamiento de 1, 0,5 y 0,3. Se usará el caso base para el análisis de sobretensiones, con esta se busca observar el comportamiento de la frecuencia con que se presentan valores de tensión por encima de la condición de flameo producto de la inclusión del factor de utilización en los nodos del circuito.

Proposición del caso base de simulación de sobretensiones y selección de los nodos de análisis.

En la metodología de cálculo de las tensiones inducidas por descargas eléctricas atmosféricas no directas, la distancia mínima considerada entre los nodos tiene un efecto notable, por lo que fue necesario una minuciosa revisión a las diferentes coordenadas de los postes existentes reportados en la información reportada por CENS y las distancias entre los mismos, con el fin de que el método numérico ofrezca resultados acotados respecto al cálculo de las sobretensiones. El criterio fue no incluir los nodos que estuvieran a distancias menores de 120 m, esto con el

fin de ajustar los modelos de simulación, suponiendo que las afecciones por dichos descartes no son representativas dentro del comportamiento de la sobretensión en la línea real.

Figura 12. Modelo del circuito Salazar con la información suministrada por CENS.



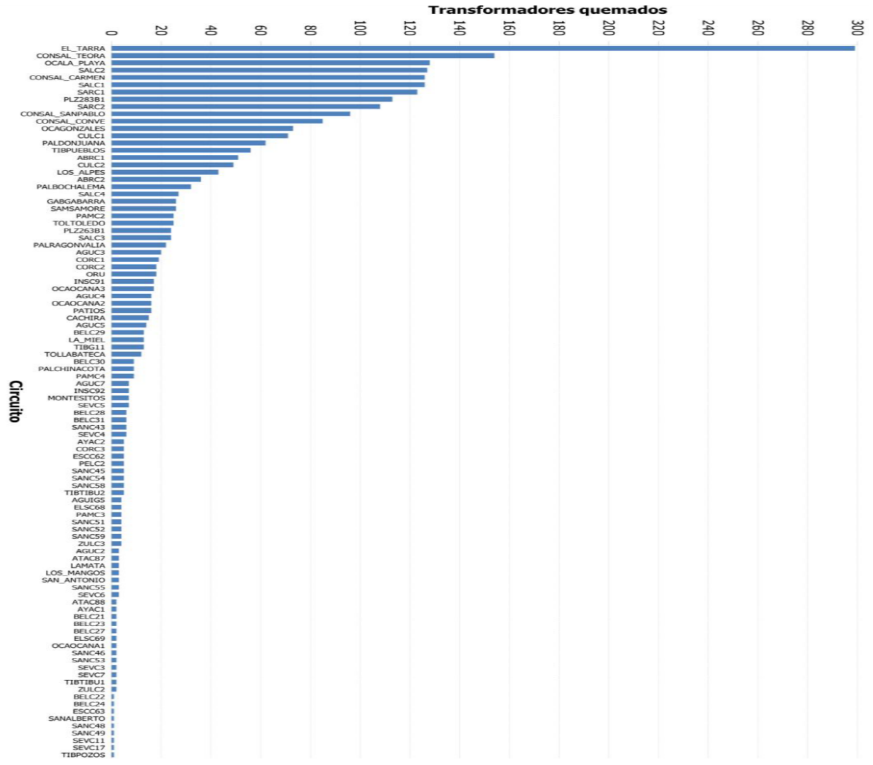
Fuente: KERAUNOS. Estudio de incidencia de descargas eléctricas atmosféricas para la línea de transmisión 115 kV y redes de distribución de 13,2 kV en Norte de Santander. CENS. 2013

La Figura 12 Presenta la numeración de los nodos y el aspecto final de la línea de distribución bajo análisis, para el circuito de Salazar después de aplicar el criterio de la distancia mínima se agregan algunas estructuras en zonas donde no se recibió información por parte de CENS; y se retiran nodos para efectos de simulación.

Transformadores fallados vs circuito.

En la Figura 13 se muestra la cantidad de transformadores fallados para cada uno de los circuitos de CENS, donde se visualiza el circuito PALDONJUANA con 60 transformadores fallados siendo el más crítico de la regional Pamplona. Además, se resalta en esta misma Figura el circuito El Tarra con 299 transformadores fallados, es decir, el 12% del total de los transformadores fallados en dos años y medio.

Figura 13. Transformadores fallados.



Fuente: KERAUNOS. Estudio de incidencia de descargas eléctricas atmosféricas para la línea de transmisión 115 kV y redes de distribución de 13,2 kV en Norte de Santander. CENS. 2013

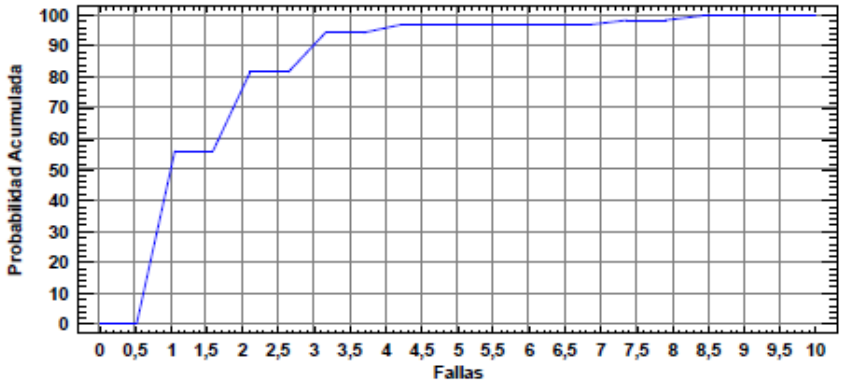
Probabilidad Acumulada de la Frecuencia.

SALC1

Para el circuito SALC1 el 100% de los transformadores fallados tuvieron entre 1 y 9 fallas a lo largo de dos años y medio. El 50% de estos transformadores fallados tuvieron alrededor de 1 falla en el mismo periodo de tiempo.

Probabilidad acumulada de la frecuencia del SALC1 de distribución CENS - Norte de Santander, tal como se aprecia en la Figura 14.

Figura 14. Probabilidad acumulada de la frecuencia del SACL1 de distribución CENS - Norte de Santander



Fuente: KERAUNOS. Estudio de incidencia de descargas eléctricas atmosféricas para la línea de transmisión 115 kV y redes de distribución de 13,2 kV en Norte de Santander. CENS. 2013

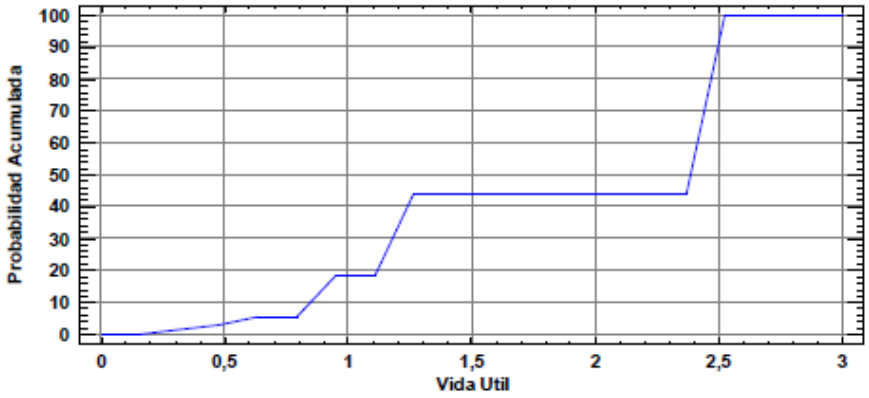
Probabilidad acumulada de la vida útil.

SALC1

En el circuito SALC1 el 100% de los transformadores tuvieron una vida útil menor o igual a dos años y medio. El 50% de estos transformadores fallados tuvieron una

vida útil menor o igual que 2,4 años en un periodo de tiempo de 2 años y medio (Figura 15).

Figura 15. Probabilidad acumulada de vida útil del SALC1 de distribución CENS - Norte de Santander.



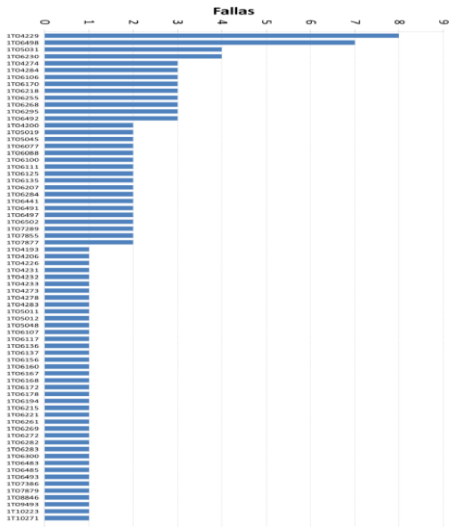
Fuente: KERAUNOS. Estudio de incidencia de descargas eléctricas atmosféricas para la línea de transmisión 115 kV y redes de distribución de 13,2 kV en Norte de Santander. CENS. 2013

Transformadores vs. Frecuencia de fallas

SALC1

En la Figura 16 se muestra la cantidad de fallas para cada uno de los transformadores fallados del circuito SALC1, en donde destaca el código del transformador 1T4229 con 8 fallas en dos años y medio.

Figura 16. Figura de la frecuencia de fallas para cada transformador quemado del circuito SALC1.



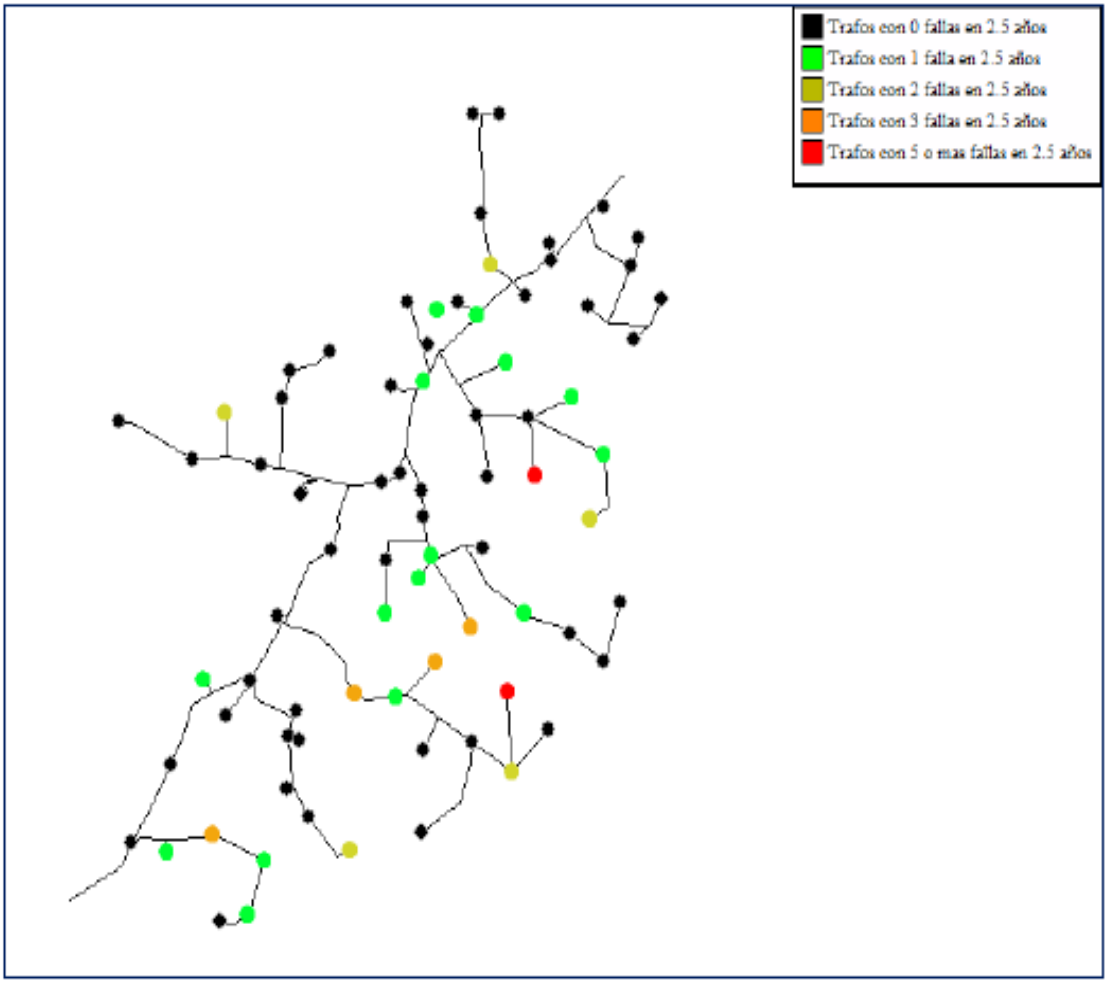
Fuente: KERAUNOS. Estudio de incidencia de descargas eléctricas atmosféricas para la línea de transmisión 115 kV y redes de distribución de 13,2 kV en Norte de Santander. CENS. 2013

Cantidad de fallas por transformador.

En la Figura 17 se observa la cantidad de fallas que tuvo cada transformador de cada circuito en un periodo de dos años y medio. Se observa que para el circuito EL_TARRA el transformador con 3 fallas tiene en esa zona una DDT de 13 rayos/km^2-año aproximadamente como se mostró anteriormente, es decir que se puede deducir que dichas fallas coinciden con la incidencia de rayos ocurridas en esa zona en el mismo periodo de tiempo. De igual forma ocurre con el resto de los circuitos como SARC1 en el cual se muestra que el transformador que más falla con un valor mayor de 5 fallas, tiene una DDT de 8 rayos/km^2-año en esa zona. Para el circuito SALC1 en las zonas donde se encuentran los transformadores que más fallan con un valor mayor de 5 fallas, se tiene una DDT de 2 rayos/km^2-año aproximadamente. Finalmente, el circuito PLZ283B1 tiene un transformador con 4 fallas y en esa misma zona tiene una DDT de 10 rayos/km^2-año.

Se puede concluir que las zonas donde se encuentran los transformadores que más fallan para cada uno de los tramos a intervenir de cada circuito, poseen entre los valores máximos y medios de la DDT expuesta anteriormente.

Figura 17. Cantidad de fallas de los transformadores de cada circuito de distribución.



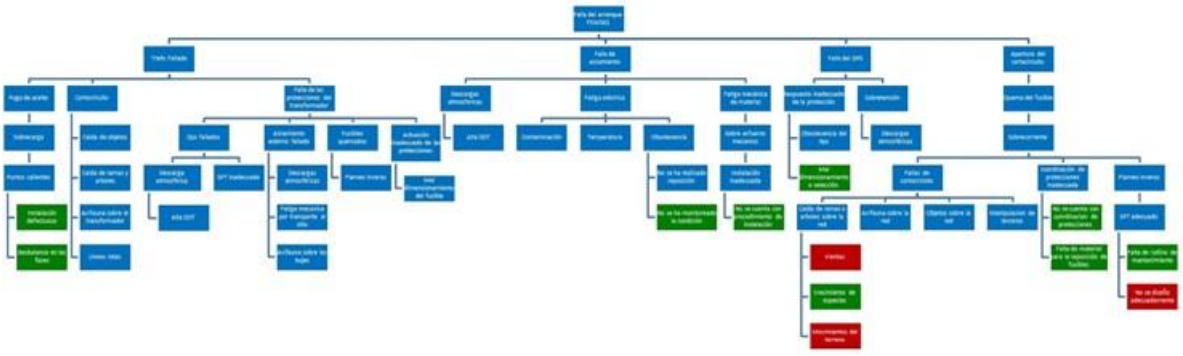
Fuente: KERAUNOS. Estudio de incidencia de descargas eléctricas atmosféricas para la línea de transmisión 115 kV y redes de distribución de 13,2 kV en Norte de Santander. CENS. 2013

ANEXO B. Análisis de causa raíz.

	CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.
	ANÁLISIS DE CAUSA RAÍZ - ÁRBOL DE FALLAS

4. TÉCNICA DE ANÁLISIS - ÁRBOL DE FALLAS

DESCRIPCIÓN	
EVENTO-PROBLEMA	Describir el evento de falla a análizar
MODOS DE FALLA	Describir Efecto por el que se observa una falla en un componente,
HIPOTESIS	Conjetura o suposición que se admite provisionalmente como causa
CAUSA RAIZ FISICA	Es la causa tangible de "por qué" está ocurriendo una falla.
CAUSA RAIZ LATENTE	Condiciones presentes en el entorno pero de alguna forma no son
CAUSA RAIZ HUMANA	Errores humanos motivados por intervenciones inapropiadas.
FACTOR CONTRIBUYENTE	Acciones o condiciones que no originan un evento por sí mismo pero



Convenciones para Verificación de Hipótesis	
?	No hay evidencia, falta información, no puede ser verificada.
✓	Hipótesis validada.
✗	Hipótesis descartada.
CF	Causa Raíz Física
CH	Causa Raíz Humana
CL	Causa Raíz Latente
FC	Factor contribuyente

ANEXO C. Montaje de las pruebas de aislamiento y especificaciones técnicas de las muestras - Laboratorio LEMAT-CENS.

Las pruebas “Ensayo de tensión de flameo en seco a baja frecuencia” y “Ensayo de tensión sostenida en húmedo a baja frecuencia” fueron realizadas en el LEMAT a cada una de las muestras registradas en la Tabla 26 del Capítulo 4 y listadas a continuación. Las especificaciones eléctricas fueron tomadas del catálogo de fabricante Gamma.

-Muestra 2, 5, 6, 7, 8

Tabla 1. Aislador tipo PIN C29.5- Clase ANSI 55-5 Porcelana.

Aislador tipo PIN C29.5 - Clase ANSI 55-5	**Nº Catálogo 8216**
Voltaje típico de aplicación (kV)	13.2
Flameo de baja frecuencia en seco (kV)	80
Flameo de baja frecuencia en húmedo (kV)	45
Flameo impulso positivo (kV)	130
Flameo impulso negativo (kV)	150
Voltaje de perforación a baja frecuencia (kV)	115

-Muestra 4, 9

Tabla 2. Aislador de suspensión C29.2- Clase ANSI 52-1 Porcelana.

Aislador de suspensión C29.2- Clase ANSI 52-1 Porcelana	**Nº Catálogo 8235**
Flameo de baja frecuencia en seco (kV)	80
Flameo de baja frecuencia en húmedo (kV)	50
Flameo impulso positivo (kV)	125

Aislador de suspensión C29.2- Clase ANSI 52-1 Porcelana	Nº Catálogo 8235
Flameo impulso negativo (kV)	130
Voltaje de perforación a baja frecuencia (kV)	110

-Muestra 1,10

Tabla 3. Aislador sintético suspensión 15 kV – ANSI 29-1 Polimérico Clevis lengüeta.

Aislador sintético suspensión 15 kV – ANSI 29.13 Polimérico Clevis lengüeta	Nº Catálogo PS0150011
Voltaje típico de aplicación (kV)	15
Flameo de baja frecuencia en seco (kV)	95
Flameo de baja frecuencia en húmedo (kV)	85
Flameo critico al impulso positivo (kV)	145
Nivel básico de aislamiento NBA (kV)	140

Muestra de laboratorio 001 "Aislador Sintético".

En la siguiente figura se observan los elementos que se utilizaron en las pruebas de laboratorio, identificados de la siguiente manera.

1. Modelo 6CP100 / 50-7,5 que es un conjunto de pruebas dieléctricas AC,
2. Medidor de voltaje
3. Aislador para distancias de seguridad
4. Dispositivo al cual se le va realizar la prueba en este caso es un aislador tipo sintético.

Figura 1. Registro fotográfico de montaje de laboratorio para la muestra 001.



Fuente CENS

En la Figura 2 se observa el modelo 6CP100 / 50-7.5 de PHENIX utilizado en el laboratorio de alta tensión de CENS, las especificaciones técnicas se adjuntan en la placa características.

Figura 2. Modelo 6CP100 / 50-7.5 y Placa característica del modelo 6CP100 / 50-7.5



Fuente: CENS

En la Figura 3, se observa la vista lateral del panel de control en el cual se observan los valores medidos en las pruebas de laboratorio y el certificado de calibración del día 23 de enero del 2019.

Figura 3. Vista lateral panel de control y certificado de calibración.



Fuente: CENS

En la Figura 4 se observa una vista frontal del panel de control en el cual se ven los controles e indicadores.

Figura 4. Vista frontal del panel de control del Modelo 6CP100 / 50-7.5



Fuente: CENS

En la Figura 5 se aprecia el divisor de CA de la serie FRC con su placa característica. “El divisor de CA y CC de la serie FRC, también conocido como medidor digital de alto voltaje y divisor de voltaje de resistencia y capacitancia”.

Figura 5. Divisor de voltaje y placa característica del divisor de voltaje modelo: FRC - 100 (P).



Fuente: CENS.

Muestra de laboratorio 002 “Aislador tipo pin”.

En la Figura 6 se observa el aislador tipo pin y el montaje con el que se realizó la prueba.

Figura 6. Aislador tipo pin muestra 002.



Fuente: CENS

Muestra de laboratorio 003 “Dispositivo de Protección contra Sobretensiones (DPS)”.

En la Figura 7 se presenta un dispositivo de protección contra sobretensiones o DPS tipo distribución y la respectiva disposición de la prueba de acuerdo a los lineamientos de la NTC 4389.

Figura 7. DPS muestra 003.



Fuente: CENS

Muestra de laboratorio 004 “Aislador de suspensión”

En la Figura 8 se observa el aislador de suspensión utilizado como muestra 004 y la disposición del montaje realizado.

Figura 8. Aislador de suspensión muestra 004.



Fuente: CENS

En la Figura 9 se encuentra el montaje realizado para la prueba de tensión de flameo en seco a baja frecuencia, en el instante en el que ocurrió el flameo a 87 kV en el aislador de suspensión.

Figura 9. Tensión de flameo en seco a baja frecuencia.



Fuente: CENS

En la Figura 10 registra el instante en el que ocurrió el flameo a la muestra 008 a una tensión de 93 kV en el aislador tipo pin.

Figura 10. Tensión de flameo en seco a baja frecuencia-Aislador tipo PIN.



Fuente: CENS

Metodología, montaje, cálculos y equipos utilizados en las pruebas de aislamiento-Laboratorio de Alta Tensión UIS.

Metodología para el cálculo de tensión de chispa.

A continuación, se presentan las expresiones utilizadas de acuerdo a la metodología Up and Down establecida en la IEEE-st.4 de 2013[14] para el cálculo de tensión de chispa, el nivel básico de aislamiento "BIL" y tensión de flameo en seco a baja frecuencia.

Tensión de chispa a condiciones de laboratorio

$$V_{50} = \frac{(V_{50})_0 * c}{k}$$

Donde:

[14] Ibíd; p.3.

$(V_{50})_0$= Tensión de chispa a condiciones estándar-catálogo
$V_{50} = Tensión\ de\ chispa\ a\ condiciones\ de\ Laboratorio$

Densidad relativa del aire corregida para condiciones ambientales

- $c = \left(\frac{P}{P_0}\right)^m * \left(\frac{273+T_0}{273+T}\right)^n$

Donde:

c= Densidad relativa del aire corregida para condiciones atmosféricas
$P_0 = Presión\ normalizada\ [mm - Hg]$
$P = Presión\ a\ condiciones\ de\ laboratorio\ [mm - Hg]$
$T = Temperatura\ a\ condiciones\ de\ laboratorio\ [°C]$
$T_0 = Temperatura\ a\ condiciones\ de\ laboratorio\ [°C]$
$m\ y\ n = Coeficientes\ de\ corrección\ \ según\ tipo\ de\ configuración = 1$

Factor de corrección por humedad

$k = 1{,}1 - 0.0098ha + 6.7 * 10^{-5} * ha^2$ k= Factor de corrección por humedad, en función de la humedad absoluta

$h = \left(CV_{H_2O}\right) * \left(\frac{h\%}{100}\right)$

ha= Humedad absoluta
$h\% = Humedad\ relativa\ [\%].$
$CV_{H_2O} = Vapor\ de\ agua\ \ [g/m^3]$

Tensión inicial pruebas Up and Down

$V_0 = V_{50} - 4(3\% * V_{50})$ $V_0 = Tensión\ inicial\ prueba\ up\ and\ down$

$V_{0(Etapa)} = \frac{V_0}{\#etapas * \eta}$ $\#etapas = Numero\ de\ etapas\ del\ generador\ de\ impulsos$
$\eta = Eficiencia\ generador$

Determinación Tensión disruptiva a condiciones de laboratorio y estándar

$$V_{50} = \frac{\sum_{i=1}^{n} k_i v_i}{n}$$

V_{50} = *Metodo IEC 60.2 para hallar tensión disruptiva o de chispa*
vi= Nivel de tensión aplicada
ki= Numero de pruebas individuales realizadas ene l mismo nivel de tensión
n=numero total de pruebas validad (20)

$$(V_{50})_0 = \frac{V_{50} * k}{c}$$

V_{50}= Tensión de chispa a condiciones de Laboratorio
$(V_{50})_0$= Tensión de chispa a condiciones estandar
k= Factor de corrección por humedad, en función de la humedad absoluta

Calculo nivel básico de aislamiento BIL

$BIL \approx 0.96 * (V_{50})_o$ $BIL \approx$ *Nivel basico de aislamiento*

Calculo tensión de flameo en seco a baja frecuencia a condiciones de laboratorio

$$V_{fs} = \frac{\sum_{i=1}^{n} v_i}{n}$$

Montaje pruebas de aislamiento en el LAT

El montaje se realizó en el laboratorio de Alta Tensión de la Universidad Industrial de Santander de acuerdo a los requerimientos descritos en la norma NTC 1285 “Método de ensayo para aisladores de potencia eléctrica” en el numeral 3.2 para aislador de línea tipo PIN[15]. En la Figura 11 se visualiza el montaje eléctrico realizado.

[15] NORMA TÉCNICA NTC COLOMBIANA 1285, 2018-09-12. Electrotecnia. Método de ensayo para aisladores de potencia eléctrica. Recuperado de https://tienda.icontec.org/wp-content/uploads/pdfs/NTC1285.pdf

Figura 11. Montaje eléctrico realizado – NTC 1285.



Determinación de la tensión disruptiva y BIL a condiciones normalizadas

En este segmento se calculó la tensión de chispa o CFO a dos muestras de aisladores tipo PIN desmantelados de la red del circuito PALDONJUANA en la derivación FSW363. Se utilizó el método UP and DOWN descrito en la sección 15.1.2 de la IEEE-st.4 de 2013 (IEC 60.2) [16] para una onda tipo impulso atmosférico.

Condiciones atmosféricas del Laboratorio de Alta Tensión de la UIS.

Los datos de temperatura, presión y humedad relativa del laboratorio de Alta Tensión “LAT” de la Universidad Industrial de Santander y las condiciones normalizadas se presentan en la Tabla 4.

[16] IEEE Standard for High-Voltage Testing. Techniques. 2013; p.3.

Tabla 4. Condiciones atmosféricas normalizadas y del LAT de la UIS

CONDICIONES ATMOSFERICAS				
	Presión [mm Hg]	Humedad		Temperatura [°C]
		Relativa[%]	Absoluta[g/m^3]	
Normalizadas	760	NA	11	20
Laboratorio	676,1	57,2	13,8	26,3

Las variables calculadas con las expresiones descritas anteriormente para las condiciones mencionadas son las siguientes:

Tabla 5. Variables calculadas según condiciones atmosféricas del LAT.

C'	m	n	k	V_{50}
0,87	1	1	0,97777498	115,787768

Algunas de las características de los equipos y tipo de aislador se exponen a continuación:

Tabla 6. Especificaciones eléctricas aislador tipo PIN - tipo ANSI 55-5 8216.

VALORES ELÉCTRICOS CATÁLOGO AISLADOR TIPO PIN - TIPO ANSI 55-5 8216	
Voltaje típico de aplicación [kV]	13,2
Flameo de baja frecuencia en seco [kV]	80
Flameo de impulso positivo en [kV]	130

Tabla 7. Especificaciones divisor capacitivo y generador de impulsos LAT.

Características del divisor capacitivo Haefely, tipo CS 1000	
Tensión máxima de medida-IA [kV]	1000
Tensión máxima de medida-IM [kV]	900
Relación	720,5:1
Capacitancia unidad AT [pF]	652,3
Capacitancia unidad BT [nF]	468
Terminal de acople [Ohm] (Impedancia del cable de medida)	75
Resistencia de amortiguamiento	100 +/- 10%
Tiempo de respuesta [nS]	<100
Altura [m]	3,5
Generador de impulsos	
Eficiencia	96%
Número de etapas	4

Fuente: Manual de laboratorio de Alta tensión (Rúgeles, Chacón)

Tabla 8. Especificaciones eléctricas divisor de Óhmico.

Divisor de tensión Óhmico	
R1	300 MΩ +/- 10 %
R2	350 kΩ +/- 2 %
Relación calibrada	1055/1

Fuente: RÚGELES Julio; y CHACÓN Julio César. Laboratorio de alta tensión. Manual de prácticas. Universidad Industrial de Santander. 2018.

Las tensiones de carga aplicadas por etapa y cantidad de eventos registrados luego de presentarse la tensión de chispa para las muestras 1 y 2 (aisladores tipo PIN) se registraron en las Tablas 9 y 10.

Tabla 9. Tensiones aplicadas por etapa. Método UP and Down-Muestra N° 1.

METODO UP AND DOWN

DATOS OBTENIDOS MUESTRA N°: 1 AISLADOR TIPO PIN - ANSI 55-5 8216

Objeto de prueba: Verificación de la tensión de chispa - nivel basico de aislamiento BILL Tipo de impulso: IA (X) IM ( ) Fecha _____

Tensión de carga por etapa [kV]	Tensión promedio medida en baja tensión [V]	Flameo (+) No flameo (O)	Flameo (+) No flameo (O)	Flameo (+) No flameo (O)	Flameo (+) No flameo (O)	Flameo (+) No flameo (O)	Flameo (+) No flameo (O)	Flameo (+) No flameo (O)	Flameo (+) No flameo (O)	Flameo (+) No flameo (O)	kV
26.6		O									
27.2		O									
27.8	146	O	10 O								105.2
28.4	151	O	9 +	11 O	19 O						108.8
29	154	O	2 O	8 +	12 O	16 O	18 +	20 O			111.0
29.6	156.7	1 +	3 O	5 O	7 +	13 O	15 +	17 +			112.9
30.2	160	4 +	6 +	14 +							115.3

Tensión inicial método Up and Down Vo [kV]	**101,9**
Tensión inicial por etapa Vo - Etapa[kV]	**26,6**
Delta Vo - Etapa[kV]	**0,6**
Tensión de chispa V_{50} [kV]	**112,0**
Tensión de chispa normalizada $V_{(50)o}$ [kV]	**125,71**
Nivel básico de aislamiento- BIL [kV]	**120,68**

Tabla 10. Tensiones aplicadas por etapa. Método UP and Down - muestra N° 2.

METODO UP AND DOWN

DATOS OBTENIDOS MUESTRA N°: 1 AISLADOR TIPO PIN - ANSI 55-5 8216

Objeto de prueba: Verificación de la tensión de chispa - nivel basico de aislamiento BILL Tipo de impulso: IA (X) IM ( ) Fecha _____

Tensión de carga por etapa [kV]	Tensión promedio medida en baja tensión [V]	Flameo (+) No flameo (O)	Flameo (+) No flameo (O)	Flameo (+) No flameo (O)	Flameo (+) No flameo (O)	Flameo (+) No flameo (O)	Flameo (+) No flameo (O)	Flameo (+) No flameo (O)	Flameo (+) No flameo (O)	Flameo (+) No flameo (O)	kV
26.6		O									
27.2		O									
27.8	146	O	10 O								105.2
28.4	151	O	9 +	11 O	19 O						108.8
29	154	O	2 O	8 +	12 O	16 O	18 +	20 O			111.0
29.6	156.7	1 +	3 O	5 O	7 +	13 O	15 +	17 +			112.9
30.2	160	4 +	6 +	14 +							115.3

Tensión inicial método Up and Down Vo [kV]	**101,9**
Tensión inicial por etapa Vo - Etapa[kV]	**26,6**
Delta Vo - Etapa[kV]	**0,6**
Tensión de chispa V_{50} [kV]	**111,7**
Tensión de chispa normalizada $V_{(50)o}$ [kV]	**125,4**
Nivel básico de aislamiento- Bil [kV]	**120,4**

Determinación de la tensión de flameo en seco a baja frecuencia a condiciones normalizadas

La verificación de tensión de flameo de baja frecuencia en seco se realizó con base al numeral 4.2 de la NTC 1285 teniendo en cuenta las mismas condiciones atmosféricas registradas en la Tabla 5. Para este tipo de prueba se registraron 5 eventos en los que hubo tensión de flameo, se calculó el promedió para obtener una

tensión representativa de cada muestra, por último, se corrigió a condiciones estándar de temperatura y humedad para comparar dicho parámetro con la especificación del fabricante (Tabla 6), tal como se presenta en la Tabla 11.

Tabla 11. Pruebas de flameo de baja frecuencia en seco.

PRUEBA DE FLAMEO DE BAJA FRECUENCIA EN SECO

DATOS OBTENIDOS MUESTRA N°: 1 AISLADOR TIPO PIN - ANSI 55-5 8216
DATOS OBTENIDOS MUESTRA N°: 2 AISLADOR TIPO PIN - ANSI 55-5 8216

Objeto de prueba: Verificación tensión de flameo de baja frecuencia en IEEE STD-4
Fecha _____

	MUESTRA N° 1		MUESTRA N° 2	
EVENTO	V	kV	V	kV
1	64.6	68.2	61.2	64.6
2	65.7	69.3	63.5	67.0
3	70	73.9	65.6	69.2
4	68.5	72.3	63.9	67.4
5	70.4	74.3	65.6	69.2
Promedio V50	67.8	71.6	64.0	67.5

Calculo V(50)o Muestra 1 [kV]	79,8	Calculo V(50)o Muestra 2 [kV]	76

$$(V_{50})_0 = \frac{V_{50} * k}{c}$$

ANEXO D. Consideraciones para mediciones de resistividad en terreno.

Efectuar mediante la inspección los obstáculos presentes que requieren de ejecución inmediata o que sean previsibles, tanto para la medición como para la construcción o el mantenimiento de la puesta a tierra.[17]

Los electrodos empleados en el método deben ser espaciados y alineados.[18] Los electrodos deben enterrarse cumpliendo en lo posible una misma profundidad. La cual no debe ser superior al 5% del mínimo de separación, es decir de 5 a 10 cm. De igual forma, se aconseja una profundidad mayor si el terreno es arenoso, de tal manera que se asegure un contacto interno entre el electrodo y el terreno, si se estas especificaciones impiden respetar el límite de 5%, se debe aplicar la ecuación no simplificada.[19]

Las placas y electrodos deben estar completamente limpios, sin oxido con el fin que las piezas efectúen un buen contacto con el suelo.[20]

Durante el desarrollo de este proceso, se debe registrar los datos que permitan una caracterización estacional, teniendo en cuenta medición, fecha de última lluvia, periodo seco o lluvioso.[21] El proceso de medición debe ejecutarse durante un periodo seco. No se debe realizar durante condiciones atmosféricas desfavorables, pues debe tenerse precaución la ocurrencia de rayos.[22] Respecto a los elementos

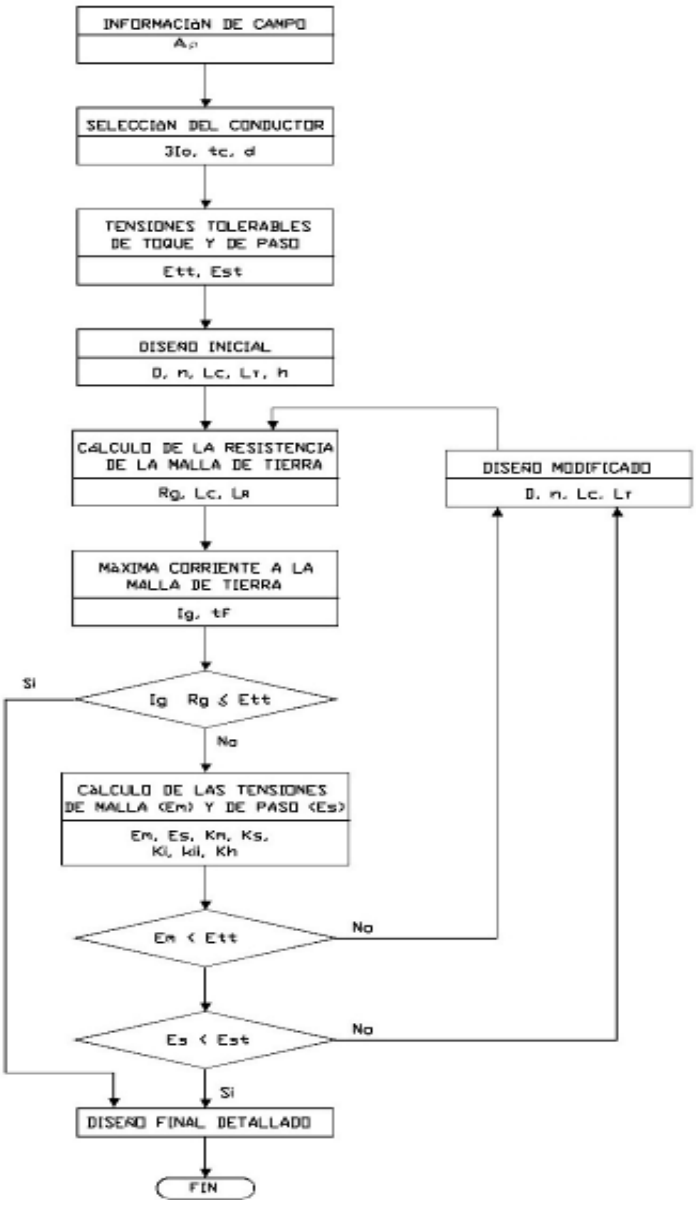
[17] NORMAS TÉCNICAS. Medida de resistividad eléctrica del suelo. Ra6014. Primera edición: mayo1984. Última publicación: pp 12 - 16 mayo 2008, p.12
[18] Ibíd; p.12.
[19] Ibíd; p.12.
[20] Ibíd; p.12.
[21] Ibíd; p.12.
[22] Ibíd; p.13.

de protección personal deben utilizar calzado y guantes aislados para desarrollar la medición.[23]

En el siguiente flujograma del procedimiento se indica la información de campo, selección del conductor, tensiones tolerables de toque y paso, diseño inicial o medidas en terreno, cálculo de la resistencia de la malla a tierra utilizando el formato denominado V4, máxima corriente de la malla de tierra y finalmente los cálculos del sistemas de puesta a tierra que cumple con los parámetros establecidos en el RETIE.

[23] Ibíd; p.13.

Flujograma de procedimiento básico sugerido



Fuente: CENS

Espaciamiento y dirección de las medidas.

La dirección y perfil se deben emplear los espaciamientos establecidos en las Tablas 1, 2 y 3. La cual son usadas para depositar los datos de los equipos que

suministran los valores en unidades de resistencia; en la columna contigua se pasa a resistividad. En el caso de ser necesario se debe levantar más perfiles, adicionando tablas similares y ampliar la Tabla 4. Esta última debe describir los datos de resistividad, que calcula el equipo en valores de Ωm.

Tabla 1. Perfil 1 y espaciamientos recomendados para las medidas.

Espaciamiento "a" (m)	Lectura Perfil 1 R1 (Ω)	Resistividad Calculada ρ (Ωm) ρ1 = 2πaR1
1		
2		
4		
6		
8		
10		
16		
32		

Fuente: Normas técnicas. Medida de resistividad eléctrica del suelo, 2008. Pág. 13

Tabla 2. Perfil 2 y espaciamientos recomendados para las medidas

Espaciamiento "a" (m)	Lectura Perfil 2 R2 (Ω)	Resistividad Calculada ρ (Ωm) ρ2 = 2πaR2
1		
2		
4		
6		
8		
10		
16		
32		

Fuente: Normas técnicas. Medida de resistividad eléctrica del suelo, 2008. Pág. 14

Tabla 3. Perfil 3 y espaciamientos recomendados para las medidas.

Espaciamiento “a” (m)	Lectura Perfil 3 R3 (Ω)	Resistividad Calculada ρ (Ωm) ρ3 = 2πaR3
1		
2		
4		
6		
8		
10		
16		
32		

Fuente: Normas técnicas. Medida de resistividad eléctrica del suelo, 2008. Pág. 14

Tabla 4. Perfil 1, 2 y 3, espaciamientos recomendados para las medidas.

Espaciamiento “a” (m)	Perfil 1 ρ1 (Ω*m)	Perfil 2 ρ2 (Ω*m)	Perfil 3 ρ3 (Ω*m)	Resistividad Promedio ρ (Ω*m) ρ =(ρ1+ρ2+ρ3)/3
1				
2				
4				
6				
8				
10				
16				
32				

Fuente: Normas técnicas. Medida de resistividad eléctrica del suelo, 2008. Pág. 15

Las mediciones se deben gestionar en el sitio, empleando separaciones las cuales se deben aumentar progresivamente hasta que puedan ser comparadas a las longitudes mayores de los electrodos previstos en el diseño de la puesta a tierra.[24]

[24] Ibíd; p.15.

Se deben adoptar distancias superiores a 32 metros, en el caso que el diseño de la instalación sea de gran tamaño. En el momento de la determinación de la resistividad del terreno, se deben utilizar espaciamientos “a” en cada perfil. Los perfiles que se deben realizar deben ser tres para puestas a tierras medianas.[25]

En los casos de configuración de puesta a tierra pequeña en equipos de distribución, los “reguladores de tensión, reconectadores, transformadores, descargadores de sobretensión, interruptores; debe medirse como mínimo en dos direcciones perpendiculares, hacia la parte central del terreno”.[26]

Cuando las áreas son mayores, deben “efectuarse medidas en varios puntos cubriendo toda el área donde quedará la malla o sistema de puesta a tierra. Como mínimo deberá medirse en dos direcciones perpendiculares hacia la parte central del área del terreno y en dos direcciones o perfiles hacia la periferia, paralelos a los lados del área”.[27]

De igual forma, cuando “el área sea cruzada por líneas de alta tensión, deben realizarse las mediciones en forma transversal a la trayectoria de las líneas con el fin de disminuir la posibilidad de interferencia sobre la medición”.[28]

En los terrenos corrosivos ya previamente identificados por las condiciones del suelo, bajo el conocimiento, experiencia y prácticas de mantenimiento, “además de las medidas del campo es conveniente recolectar muestras del suelo para realizar ensayos de corrosión y para determinar qué tipo de mejoramiento de suelo y/o material del electrodo se debe utilizar”.[29]

---

[25] Ibíd; p.15.
[26] Ibíd; p.15.
[27] Ibíd; p.15.
[28] Ibíd; p.15.
[29] Ibíd; p.16

Las pruebas se efectúan teniendo en cuenta las Normas ASTM G 7181 “Guide for Conducting and Evaluating Galvanic Corrosion Tests in Electrolytes” y ASTM G 162 99 “Standard Practice for Conducting and Evaluating Laboratory Corrosions Tests in Soils”.[30]

Consideraciones técnicas.

Las consideraciones técnicas permiten orientar e informar practicas seguras de conexión a tierra desarrolladas de acuerdo a la guía IEEE 80[31], citada por el Centro de Excelencia de CENS, la cual plantea las siguientes ecuaciones para calcular la resistencia de un sistema de puesta a tierra según el método SCHWARZ[32]:

$$R_g = \frac{R_1 R_2 - R_m^{\,2}}{R_1 + R_2 - 2R_m}$$

Donde:

R1 → Resistencia de tierra de los conductores de la malla en Ω.

R2 → Resistencia de tierra de todas las varillas de tierra en Ω.

Rm → Resistencia mutua entre el grupo de conductores de la malla R1 y el grupo de varillas de tierra R2, en Ω.

La resistencia de tierra de la malla está dada por:

$$R_1 = \frac{\rho}{\pi L_C}\left[\ln\left(\frac{2L_C}{\sqrt{d_C h}}\right) - \frac{K_1 L_C}{\sqrt{A}} - K_2\right]$$

Donde:

[30] Ibíd; p.16

[31] IEEE. Guide for Safety in AC Substation Grounding," In IEEE Std 80-2013 (Revisión of IEEE Std 80-2000/ Incorporates IEEE Std 80-2013/Cor 1-2015), vol., no., pp.1-226, 15 May 2015. Recuperado de 10.1109/IEEESTD.2015.7109078

[32] Ibíd, Op Cip; p.4

$$K_1 = -0.05\frac{L_X}{L_Y} + 1.2$$

$$K_2 = 0.1\frac{L_X}{L_Y} + 4.68$$

ρ → Resistividad del terreno Ω-m.

LC → Longitud total de todos los conductores de la malla en m.

h → Profundidad de los conductores de la malla en m.

dC → Diámetro del conductor de la malla en m.

A → Área cubierta por los conductores de la malla de tierra m2.

LX, LY → Largo, ancho de la malla en m.

La resistencia de las varillas de tierra está dada por:

$$R_2 = \frac{\rho}{2\pi n_r . L_r}\left[\ln\left(\frac{8L_r}{d_r}\right) - 1 + \frac{2K_1 L_r}{\sqrt{A}} - \left(\sqrt{n_r} - 1\right)^2\right]$$

Donde:

nr → Número de varillas de tierra.

Lr → Longitud de cada varilla en m.

dr → Diámetro de la varilla en m.

La resistencia de tierra mutua entre la malla y las varillas está dada por:

$$R_m = \frac{\rho}{\pi . L_C}\left[\ln\left(\frac{2L_C}{L_r}\right) + \frac{K_1 L_C}{\sqrt{A}} - K_2 + 1\right]$$

La resistencia combinada de R1 y R2 será menor que la resistencia a tierra, analizando ambos componentes por sí solos; pero será más alta que la de la combinación en paralelo (Rm < R1, Rm < R2, Rg > Rm).[33]

De esta manera, la Norma Técnica para el mejoramiento de las puestas a tierras del grupo CENS – EPM, menciona que según lo establecido en la IEEE 142, se deben tener en cuenta las siguientes recomendaciones[34]:

La resistividad del suelo podrá ser reducida por cualquier tipo de tratamiento químico desde el 15% hasta el 90%, dependiendo del tipo y textura del suelo circundante. Existe una gran cantidad de medios químicos para ello tales como cloruro de sodio, sulfato de magnesio, sulfato de cobre y cloruro de sodio, siendo los más comunes las sales y el sulfato de magnesio.

Los químicos son generalmente aplicados alrededor de la trinchera circular –hueco- del electrodo de tal manera que quede en íntimo contacto con éste. Cuando el tratamiento del suelo realizado no permanece en el tiempo o por largos períodos, éste puede acelerarse saturando con agua el área tratada o puede ser renovado periódicamente según características del suelo y de la sustancia química. A continuación, se muestran las siguientes figuras de la IEEE 81, sobre la variación de la resistividad del suelo, de acuerdo con mejoradores, temperatura y humedad.

La cantidad de material de relleno requerido está determinado en muchos casos por el volumen de interface y por los principios del cilindro crítico. Un electrodo de tierra establece una conexión a tierra afectando solamente un cierto volumen del terreno, llamado volumen de interface[35].

---

[33] Ibíd; p.5.
[34] Ibíd; p.5.
[35] Ibíd; p.5.

La siguiente fórmula descrita por la IEE80, citada por el Centro de Excelencia de CENS se puede usar para determinar la resistencia de puesta a tierra de un sistema con cemento conductivo[36]:

$$R_{CE-rod} = \frac{1}{2\pi L_r}\{\rho[\ln(8L_r / D_C)-1]+\rho_c[\ln(8L_r / d)-1]-\rho_c[\ln(8L_r / D_C)-1]\}$$

Donde

ρc = Es la resistividad del concreto en Ω*m (el valor típico es 2.5 Ω*m)
ρ = Es la resistividad del terreno en Ω*m
Lr = Es la longitud de la varilla en m
d = Es el diámetro de la varilla en m
Dc = Es el diámetro de la capa de concreto en m

La siguiente fórmula descrita por fabricantes se puede usar para determinar la resistencia de puesta a tierra en sistemas con suelos artificiales y electrodos verticales.

R = $\frac{\rho}{2\pi l}$* ln ($\frac{4l}{r}$)* [1-0.5*(ρ − ρ_{sa})$^{0.06}$]

Donde

ρsa = Es la resistividad del suelo artificial en Ω*m (el valor típico es 2.5 Ω*m)
ρ = Es la resistividad del terreno en Ω*m
l = Es la longitud de la varilla en m
r = es el radio de la varilla.[37]

[36] Ibíd; p.6.
[37] Ibíd; p.6.

Tensiones de paso y contacto.

Las tensiones de paso y contacto, tienen relación con “el sistema de corriente alterna, a 50 o 60 Hz el cuerpo humano se puede modelar como una resistencia. La resistencia que ofrece el cuerpo de una persona al paso de la corriente a tierra varía de acuerdo con la constitución de la persona expuesta al evento y otros factores como la presencia de cicatrices en el punto de contacto”[38]. Por lo cual se ha estimad que la resistencia de una persona “promedio a la conducción de corrientes a tierra - considerando los caminos de mano a pie y de pie a pie - se puede aproximar a 1000 Ω. El SPT tiene como parte de sus objetivos, proteger a las personas de tensiones potencialmente peligrosas, por tanto, dentro de sus datos de entrada se deben calcular cuáles son los valores límites para dichas tensiones[39].

Como primera consideración se debe tener en cuenta lo descrito en el paso 7 del procedimiento de diseño de la IEEE 80 (numeral 16.4), “Si la máxima elevación de potencial a tierra (GPR) calculado es menor a la tensión de contacto tolerable, no es necesario realizar más análisis”[40].

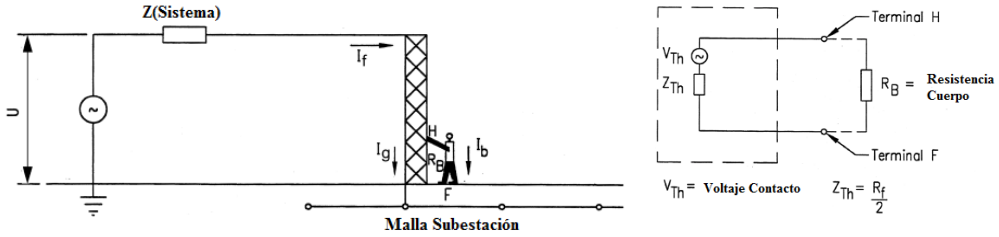
GPR=Ig*Rg
Ig: Corriente en la malla
Rg: Resistencia de puesta a tierra

De esta manera, teniendo en cuenta las descripciones anteriores del Centro de Excelencia de CENS, “se puede considerar que, al disminuir la resistencia de puesta a tierra se disminuye en igual proporción el GPR, el cual se deberá comparar con la tensión de contacto permisible y validar si está por debajo de ésta para detener el análisis del sistema” [41]. En este sentido, se tiene como riesgo que una persona al

[38] Ibíd; p.10.
[39] Ibíd; p.10.
[40] Ibíd; p.10.
[41] Ibíd; p.11.

entrar en contado con una estructura durante la ejecuciòn de la corrección de una falla a tierra, se produce una tensión de contacto tal como lo muestra la Figura 1:

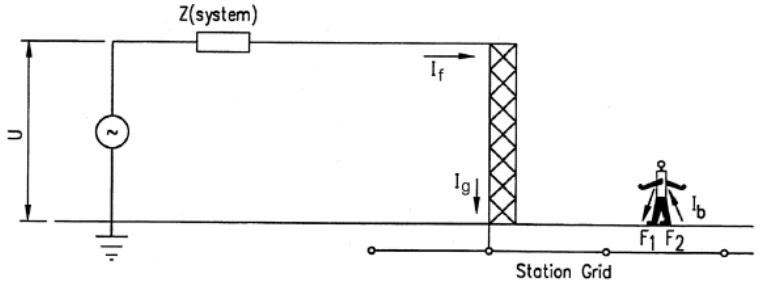
Figura 1. Circuito equivalente durante una falla (tensión de contacto)



Fuente: CENS. Estudio de instalaciones de mejoramiento de suelos artificialmente. Centrales Eléctricas De Norte De Santander. Centro de Excelencia Técnica. 2019[42].

La otra condición de riesgo es la presentada por las tensiones de paso las cuales son menos peligrosas que las de contacto, pero que es necesario controlar. Las tensiones de paso son la diferencia de potencial que durante una falla se presenta entre dos puntos de la superficie del terreno, separados por un paso (aproximadamente un metro). En la Figura 2 se muestra el esquema de las tensiones de paso:

Figura 2. Circuito equivalente durante una falla (tensión de paso)



Fuente: CENS. Estudio de instalaciones de mejoramiento de suelos artificialmente. Centrales Eléctricas de Norte de Santander. Centro de Excelencia Técnica. 2019[43].

[42] Ibíd; p.11.
[43] Ibíd; p.11.

A continuación, se describen las fórmulas para determinar las tensiones de paso y contacto máximas, descritas en el Centro de Excelencia[44]:

- Tensión de contacto para una persona de 50 kg y 70 kg respectivamente:

$$E_{contacto50kg} = \frac{0.116}{\sqrt{t_s}}(1000 + 1.5\ C_s\ \rho_s)$$

$$E_{contacto70kg} = \frac{0.157}{\sqrt{t_s}}(1000 + 1.5\ C_s\ \rho_s)$$

- Tensión de paso para una persona de 50 kg y 70 kg respectivamente:

$$E_{paso50kg} = \frac{0.116}{\sqrt{t_s}}(1000 + 6\ C_s\ \rho_s)$$

$$E_{paso70kg} = \frac{0.157}{\sqrt{t_s}}(1000 + 6\ C_s\ \rho_s)$$

Las anteriores ecuaciones son modelos "del terreno bicapa, si se consideran modelos monocapa $C_s = 1$ y $\rho_s = \rho$", tal como se encuentra descrito en el manual de CENS[45]. De esta manera, retomando la información sobre puntos críticos que se presentan durante una falla, se puede decir que un SPT es la parte más importante de una instalación electica; por lo tanto, como es el caso que analizamos el no llegar a un punto óptimo debemos mejorarlo con suelos artificiales o técnicas para el mejoramiento de las mismas, para la protección de personas y equipos.

[44] Ibíd; p.12.
[45] Ibíd; p.12.

Técnicas de Mejoramiento SPT.

- Contrapesos
- Mallas de puesta a tierra
- Concretos especiales
- Cemento conductivo
- Aumentar número de electrodos al concreto
- Rellenos con tierra negra, sales, carbón vegetal y minerales, grafito, bentonita sódica
- Suelos artificiales

Suelos artificiales.

Existen varios suelos cuya función es mejorar la resistividad del suelo para obtener baja resistencia de puesta a tierra, podemos mencionar algunas de ellas aclarando que aún no se tiene una normalización internacional para especificar estos suelos artificiales, los cuales presentan características comunes como fácil aplicación; bajo riesgo de manipulación y económicos soluble al agua que no dañe los suelos naturales donde se aplique que su resistividad sea muy baja (menor a un ohmio metro) [46].

Procedimiento de instalación suelos artificiales.

El procedimiento de instalación de suelos artificiales se tiene en cuenta de acuerdo al Informe de CENS del Centro Excelencia Técnica CET, es el siguiente[47]:

a) Por el recorrido del conductor de malla se excava una zanja de aproximadamente 30 cm de ancho y de 180 cm de profundidad

[46] Casas Ospina, Favio. TIERRAS soporte de seguridad eléctrica; p.195.
[47] CENS, Centro de Excelencia Técnica CET; p.7.

b) En un recipiente grande o caneca se mezcla el suelo artificial con agua hasta formar una masa homogénea semejante a un mortero, se puede usar la relación de 5 litros de agua por cada 3 kg de material.

c) Se aplica una capa de esta mezcla en el fondo de la zanja extendiéndola uniformemente.

d) Sobre esta capa se instala el conductor de puesta a tierra y se realizan las correspondientes conexiones (soldaduras exotérmicas o conectores). Se debe ubicar el conductor lo más recto posible en el centro de la zanja.

e) Finalice el relleno de la zanja con tierra, compactando únicamente cuando termine de tapar la zanja.[48]

Para suelos blandos ácidos, se recomienda aplicarlo como se indica en la Figura 79. La aplicación mínima de suelos artificiales es de una dosis de 25 kg por cada electrodo o por cada siete metros de cable enterrado. Para suelos arenosos secos, se recomienda aplicarlo con electrodos verticales seccionados, como se indica en la Figura 4.

Para lograr una baja resistencia en suelos rocosos, en los que con electrodos convencionales no se logre reducirla a los valores deseados, se recomienda usar contrapesos como se muestra en la Figura 81 y calculados con la siguiente formula:

$$Lc = 50 - \frac{2}{3}(H - 15)(m)$$

Donde:

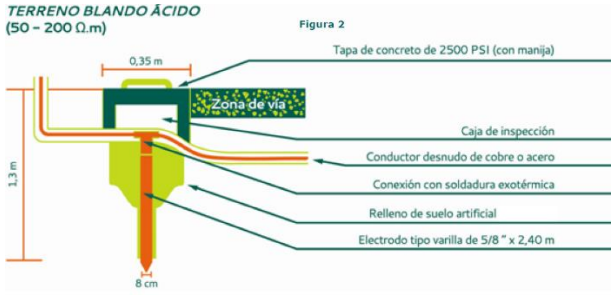
H = Es la altura de la torre o poste

Con la instalación de contrapesos la resistencia de puesta a tierra se calcula de la siguiente forma

[48] Ibíd; p.7.

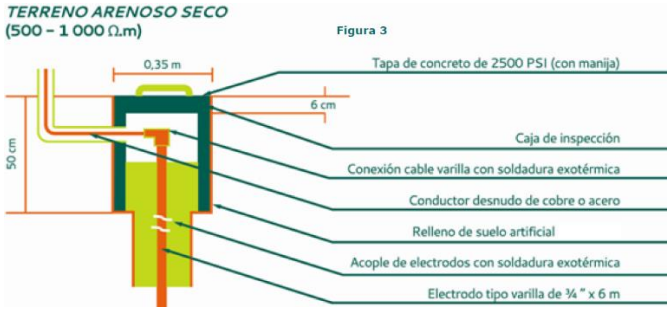
$$R = \frac{\rho}{\pi l_c} * [\ln(\frac{2l}{\sqrt{dh}}) - 1] * [1 - 0.5 * (\rho - \rho_{sa})^{0.06}]$$

Figura 3. Aplicación suelo artificial terreno blando.



Fuente: CENS. Estudio de instalaciones de mejoramiento de suelos artificialmente. Centrales Eléctricas de Norte de Santander. Centro de Excelencia Técnica. 2019[49].

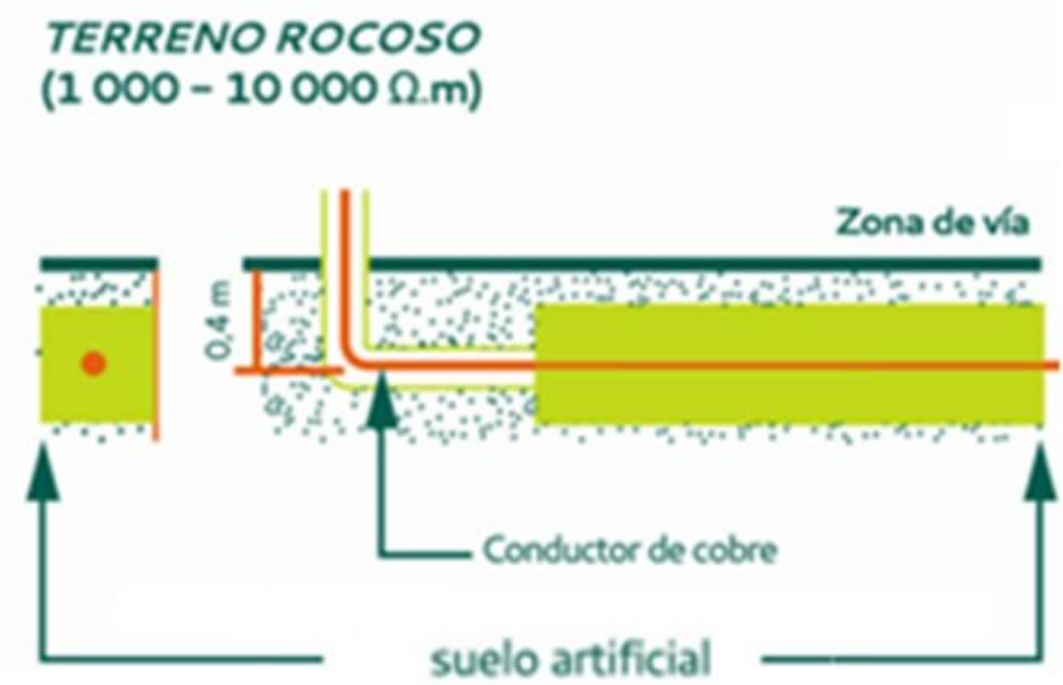
Figura 4. Aplicación suelo artificial arenoso seco.



Fuente: CENS. Estudio de instalaciones de mejoramiento de suelos artificialmente. Centrales Eléctricas de Norte de Santander. Centro de Excelencia Técnica. 2019[50].

[49] Ibíd; p.9.
[50] Ibíd; p.10.

Figura 5. Aplicación suelo artificial terreno rocoso con contrapesos.



Fuente: CENS. Estudio de instalaciones de mejoramiento de suelos artificialmente. Centrales Eléctricas de Norte de Santander. Centro de Excelencia Técnica. 2019[51].

[51] Ibíd; p.10.

ANEXO E. Formato para registro de mediciones de resistividad.

CENS
Grupo epm

FORMATO PARA REGISTRO DE MEDICIONES DE RESISTIVIDAD (1)

DATOS DEL SITIO

Fecha: 31/10/2019

Subestación: _____ Circuito: _____ Poste: _____

Municipio Duranía Barrio/Vereda: La Selva

Proyecto: _____ Cliente: _____

DATOS COMPLEMENTARIOS

Responsable de la medida: Alvaro Cortazeda / Luis Eyner Bedoya

Equipo de medida utilizado: Saturn Geo X

Condiciones del terreno: Seco: ___ Húmedo: x

Observaciones del sitio: Se realiza medición en dos direcciones o perfiles, por las condiciones del lugar

MEDICIÓN – **Punto 3-Filtro de onda** COORDENADAS X=1162040 Y= 1343959

Espaciamiento "a" (m)	Lectura perfil 1 R1(Ω)	Resistividad calculada ρ (Ω.m) ρ2 = 2π.a. R2
1	4.68	
2	2.30	
4	1.23	
6	0.84	
8		
10		

Espaciamiento "a" (m)	Lectura perfil 2 R2(Ω)	Resistividad calculada ρ (Ω.m) ρ2 = 2π.a. R2
1	4.28	
2	2.41	
4	1.18	
6	0.83	
8		
10		

X = 11.622029
Y = 13.43963

Espaciamiento "a" (m)	Lectura perfil 3 R3(Ω)	Resistividad calculada ρ (Ω.m) ρ3 = 2π.a. R2
1		
2		
4		
6		
8		
10		

- En cada punto de medición, completar las columnas de lectura de perfil, la columna de resistividad calculada es completada por el diseñador.

10:15 am

CENS
Grupo epm

FORMATO PARA REGISTRO DE MEDICIONES DE RESISTIVIDAD

DATOS DEL SITIO

Fecha: 31/10/2019

Subestación: _____ Circuito: _____ Poste: _____

Municipio Durania Barrio/Vereda: La Selva

Proyecto: _____ Cliente: _____

DATOS COMPLEMENTARIOS

Responsable de la medida: Alvaro Castañeda / Luis Eyver Bautista

Equipo de medida utilizado: SATURN GEO X

Condiciones del terreno: Seco: ___ Húmedo: X

Observaciones del sitio: Se realiza medición de resistividad en una sola dirección (Perfil) por las condiciones del lugar.

MEDICIÓN – **Estructura 7-Filtro de onda.** COORDENADAS X= 1162312 Y= 1345489

Espaciamiento "a" (m)	Lectura perfil 1 R1(Ω)	Resistividad calculada ρ (Ω.m) ρ2 = 2π.a. R2
1	12.01	
2	4.82	
4	3.3	
6	2.92	
8		
10		

Espaciamiento "a" (m)	Lectura perfil 2 R2(Ω)	Resistividad calculada ρ (Ω.m) ρ2 = 2π.a. R2
1		
2		
4		
6		
8		
10		

X = 1162305
Y = 1345493

Espaciamiento "a" (m)	Lectura perfil 3 R3(Ω)	Resistividad calculada ρ (Ω.m) ρ3 = 2π.a. R2
1		
2		
4		
6		
8		
10		

- En cada punto de medición, completar las columnas de lectura de perfil, la columna de resistividad calculada es completada por el diseñador.

CENS
Grupo epm

FORMATO PARA REGISTRO DE MEDICIONES DE RESISTIVIDAD

DATOS DEL SITIO

Fecha: 31/10/2019

Subestación: _____ Circuito: _____ Poste: _____

Municipio Durania Barrio/Vereda: La Selva

Proyecto: _____ Cliente: _____

DATOS COMPLEMENTARIOS

Responsable de la medida: Alvaro Castañeda / Luis Eduar Bautista

Equipo de medida utilizado: _____

Condiciones del terreno: Seco: _____ Húmedo: X

Observaciones del sitio: Se realizan mediciones en dos direcciones por las condiciones del lugar

MEDICIÓN -TRAFO **1T04258** COORDENADAS X= 1159551.09109623 Y= 1351970.01929634

Espaciamiento "a" (m)	Lectura perfil 1 R1(Ω)	Resistividad calculada ρ (Ω.m) ρ2 = 2π.a. R2
1	14.19	
2	9.52	
4	4.96	
6	3.2	
8		
10		

Espaciamiento "a" (m)	Lectura perfil 2 R2(Ω)	Resistividad calculada ρ (Ω.m) ρ2 = 2π.a. R2
1	22.13	
2	10.61	
4	4.98	
6	2.72	
8		
10		

X = 11.61528
Y = 1346837

Espaciamiento "a" (m)	Lectura perfil 3 R3(Ω)	Resistividad calculada ρ (Ω.m) ρ3 = 2π.a. R2
1		
2		
4		
6		
8		
10		

- En cada punto de medición, completar las columnas de lectura de perfil, la columna de resistividad calculada es completada por el diseñador.

CENS
Grupo-epm

FORMATO PARA REGISTRO DE MEDICIONES DE RESISTIVIDAD

DATOS DEL SITIO

Fecha: 31/10/2019

Subestación: _____ Circuito: _____ Poste: _____

Municipio Durania Barrio/Vereda: La Selva

Proyecto: _____ Cliente: _____

DATOS COMPLEMENTARIOS

Responsable de la medida: Alvaro Castañeda / Luis Eguan Bautista

Equipo de medida utilizado: _____

Condiciones del terreno: Seco: ___ Húmedo: X

Observaciones del sitio: Se Realiza medicion en una Sola direccion o perfil por las Condiciones del lugar.

MEDICIÓN -TRAFO **1T04263** COORDENADAS X= 1161080.13723267 Y= 1352289.74226104

Espaciamiento "a" (m)	Lectura perfil 1 R1(Ω)	Resistividad calculada ρ (Ω.m) ρ1 = 2π.a. R1
1	72.9	
2	48.3	
4	31.2	
6	26.1	
8		
10		

Espaciamiento "a" (m)	Lectura perfil 2 R2(Ω)	Resistividad calculada ρ (Ω.m) ρ2 = 2π.a. R2
1		
2		
4		
6		
8		
10		

Espaciamiento "a" (m)	Lectura perfil 3 R3(Ω)	Resistividad calculada ρ (Ω.m) ρ3 = 2π.a. R1
1		
2		
4		
6		
8		
10		

- En cada punto de medición, completar las columnas de lectura de perfil, la columna de resistividad calculada es completada por el diseñador.

CENS
Grupo epm

FORMATO PARA REGISTRO DE MEDICIONES DE RESISTIVIDAD

DATOS DEL SITIO

Fecha: 31/10/2019
Subestación: _____ Circuito: _____ Poste: _____
Municipio Durania Barrio/Vereda: La Selva
Proyecto: _____ Cliente: _____

DATOS COMPLEMENTARIOS

Responsable de la medida: Alvaro Castañeda / Luis Eduardo Bautista
Equipo de medida utilizado: _____
Condiciones del terreno: Seco: ___ Húmedo: X
Observaciones del sitio: Se realizo medicion en dos direcciones o perfiles por las condiciones del lugar y por tiempo

MEDICIÓN -TRAFO **1T04264** COORDENADAS X= 1161860 Y= 1352805

Espaciamiento "a" (m)	Lectura perfil 1 R1(Ω)	Resistividad calculada ρ (Ω.m) ρ1 = 2π.a. R1
1	76.5	
2	21.19	
4	11.03	
6	8.17	
8		
10		

Espaciamiento "a" (m)	Lectura perfil 2 R2(Ω)	Resistividad calculada ρ (Ω.m) ρ2 = 2π.a. R2
1	83.5	
2	17.5	
4	8.56	
6	6.97	
8		
10		

X = 1161863
Y = 1352801

Espaciamiento "a" (m)	Lectura perfil 3 R3(Ω)	Resistividad calculada ρ (Ω.m) ρ3 = 2π.a. R3
1		
2		
4		
6		
8		
10		

- En cada punto de medición, completar las columnas de lectura de perfil, la columna de resistividad calculada es completada por el diseñador.

FORMATO PARA REGISTRO DE MEDICIONES DE RESISTIVIDAD

DATOS DEL SITIO

Fecha: 31/10/2019

Subestación: _____ Circuito: _____ Poste: _____

Municipio Duranni Barrio/Vereda: La Selva

Proyecto: _____ Cliente: _____

DATOS COMPLEMENTARIOS

Responsable de la medida: Alvaro Castañeda / Luis Eguan Bautista

Equipo de medida utilizado: _____

Condiciones del terreno: Seco: ___ Húmedo: ___

Observaciones del sitio: _____

No se realiza por falta de tiempo y la distancia del Sitio

MEDICIÓN – **Estructura 11- Filtro de onda.** COORDENADAS X= 1162006 Y= 1347282

Espaciamiento "a" (m)	Lectura perfil 1 R1(Ω)	Resistividad calculada ρ (Ω.m) ρ2 = 2π.a. R2
1		
2		
4		
6		
8		
10		

Espaciamiento "a" (m)	Lectura perfil 2 R2(Ω)	Resistividad calculada ρ (Ω.m) ρ2 = 2π.a. R2
1		
2		
4		
6		
8		
10		

Espaciamiento "a" (m)	Lectura perfil 3 R3(Ω)	Resistividad calculada ρ (Ω.m) ρ3 = 2π.a. R2
1		
2		
4		
6		
8		
10		

- En cada punto de medición, completar las columnas de lectura de perfil, la columna de resistividad calculada es completada por el diseñador.

Para: ALVARO EDUARDO CASTANEDA LAZARO <ALVARO.CASTANEDA@cens.com.co>
CC: GERSON ARIEL GELVEZ MENDOZA <Gerson.Gelvez@cens.com.co>; LUIS ENRIQUE TORRES ORTEGA <r.pamplona@enobraingenieros.net>; CARLOS ANDRES CARDENAS FLOREZ <CARLOS.CARDENAS.FLOREZ@cens.com.co>; CRISTIAM ARLEY LAGUADO SIERRA <CRISTIAM.LAGUADO@cens.com.co>; FRANCISCO JAVIER RUBIO GUTIERREZ <Francisco.Rubio@cens.com.co>
Asunto: Apoyo Mediciones. FSW363
Importancia: Alta

Cordial saludo Alvaro y Gerson;

Agradezco su valioso apoyo respecto al asunto en trafos y derivaciones asociadas al seccionamiento FSW363 de acuerdo a la siguiente relación

ITEM	ubicación	OHMS	OBSERVACION	RECOMENDACIÓN	COORDENADAS	
1	PUNTO 3		FLTRO DE ONDA	VERIFICAR SI CUMPLE CON TENSIONES	1162040	1343959
4 6	1T04263		TRAFO	CALCULO DE MALLA E INSTALACION DE MALLA	1161076	1352289
3	ESTRUCTURA 11		FILTRO DE ONDA	CALCULO DE MALLA E INSTALACION DE MALLA SE RECOMIENDA LA INSTALACION DE DPS DE LINEA EN LA ESTRUTURA QUE SE ENCUTRA A 10 m	1162006	1347282
5	1T04264 NE 1923 5160		TRAFO	LA INSTALACION DE UN SISTEMA PUESTA A TIERRA MALLA Y CONECTAR TODAS LOS BAJANTES ALA MISMA MALLA	1161860	1352805
3 4	1T04258		TRAFO	CALCULO DE MALLA E INSTALACION DE MALLA	1161521	1346838
2	ESTRCUTURA 7		FILTRO DE ONDA	CALCULO DE MALLA E INSTALACION DE MALLA	1162312	1345489

7.703976796
-72.60893916
7.729302994
-72.61741522
7.734014675
-72.60914352
7.783941931
-72.61029356
7.730016924
-72.61355252
7.719798101
-72.60642668

Se anexan los formatos, guía de mediciones, QR del vehículo gestionado y las ubicaciones de los puntos.

La persona que acompañará las mediciones será Víctor M05 Durania. 3228505522. Punto de encuentro La Donjuana. Hora aprox 08:00 a.m.

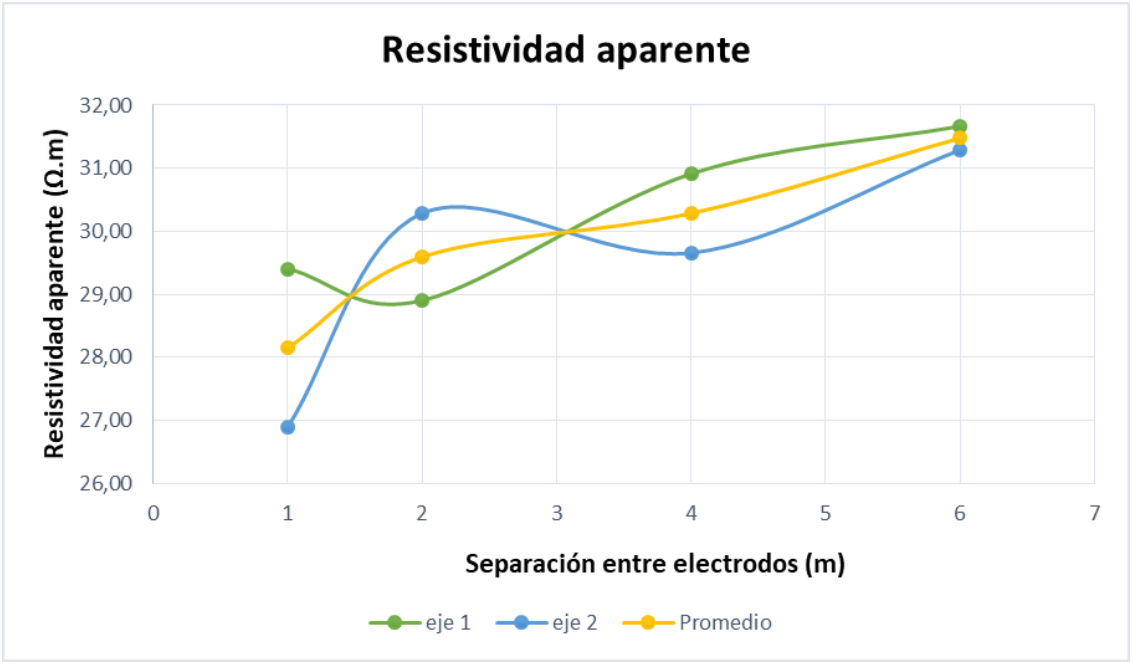
ANEXO F. Malla tierra punto 3. Filtro de Onda

Cálculo con valores de resistencia medidos - Filtro de onda-punto 3					
Eje de Medida	**Distancia de las Medidas (m)**				
		1	2	4	6
Eje 1	Resistencia (Ω)	4,68	2,3	1,23	0,84
Eje 2	Resistencia (Ω)	4,28	2,41	1,18	0,83

Eje de Medida	**Distancia de las Medidas (m)**				
		1	2	4	6
Eje 1	Resistividad (Ω.m)	29,41	28,90	30,91	31,67
Eje 2	Resistividad (Ω.m)	26,89	30,28	29,66	31,29
Promedio	Resistividad (Ω.m)	28,15	29,59	30,28	31,48
Promedio de Resistividades (Ω.m)		29,88			

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	3,46
Eje 2	3,29	3,41	3,39	3,44
Promedio de Ln	3,40			
Sumatoria de (Xi-x)^2	0,02			
Desviación estándar	0,05			
Distribución normal 70%	0,52			
Probabilidad del 70%	30,62			

COORDENADAS		**Etiqueta**	**Nodo eléctrico**	**Corrientes de cortocircuito (kA)**			**Tiempos de despeje de falla (s)**		
X	**Y**			**Icc 3ϕ**	**Icc 2ϕ**	**Icc 1ϕ**	**Icc 3ϕ**	**Icc 2ϕ**	**Icc 1ϕ**
1162040	1343959	PUNTO 3	FMVE8226	0,544	0,424	0,418	0,06	0,09	0,09



Cálculos para malla Punto 3 Filtro de Onda
Parámetros de Entrada

Item	Unidad	Valor Inicial	Valor diseño	Dimensiones del conductor de puesta a tierra (valores comerciales de referencia)			
				kcmil	AWG	Area nominal (mm2)	Diametro (m)
Corriente que soportará el sistema de puesta a tierra	kA	0,54	0,54				
Tiempo de despegue de falla	s	0,06	0,06	350		177,35	0,015
Profundidad de enterramiento de malla	m	0,5	0,5	300		152,01	0,0139
Número de varillas	m	4	2	250		126,68	0,0127
Longitud de varillas	m	2,4	2,4	211,6	4/0	107,22	0,0117
Longitud de la malla en el eje X	m	4	1	167,8	3/0	85,03	0,0104
Longitud de la malla en el eje Y	m	4	1	133,1	2/0	67,44	0,0093
Seleccione el material para la puesta a tierra							
Cobre Duro cuando se utiliza soldadura exotérmica			exotérmica				
Diametro del Conductor de referencia	m	0,00078	0,00078				
Diametro de Conductor Comercial a usar	m	0,00930	0,00930				
Espaciamiento entre conductores	m	2	0,5				
Se tiene previsto capa superficial de grava?		Si	Si				
Espesor de la capa superficial	m	0,15	0,1				
Peso referencia Persona	kg	50	50				
Resistividad aparente del suelo	Ω–m	29,88	29,88				
Resistividad aparente de la capa superficial	Ω–m	3.000,00	3.000,00				

Evaluación	Evaluación
Malla Aceptada	Malla Aceptada

Cálculos para malla Punto 3 Filtro de Onda

Parámetros de Entrada

Item	Id	Unidad	Valor Inicial	Valor_Diseño
Profundidad de enterramiento de malla	h	m	0,5	0,5
Número de varillas	N	m	4	2
Longitud de varillas	Lv	m	2,4	2,4
Longitud de la malla en el eje X	L1	m	4	1
Longitud de la malla en el eje Y	L2	m	4	1
Material a usar	Cobre Duro cuando se utiliza soldadura exotérmica			Cobre Duro cuando se
Constante del Material	Kf		7,06	7,06
Diametro del Conductor de referencia	Ac	m	0,00078	0,00078
Diametro de Conductor Comercial a usar	Dcr	m	0,00930	0,00930
Espaciamiento entre conductores	D	m	2	0,5
Se tiene previsto capa superficial de grava?			Si	Si
Espesor de la capa superficial	hs	m	0,15	0,1
Tiempo de despegue de falla	ts	s	0,06	0,06
Peso referencia Persona	w	kg	50	50

$$Ac = \frac{IeMag * Kf * \sqrt{ts}}{1.9740} \qquad Dcr = \frac{\left(2 * \left(\frac{Ac}{\pi}\right)^{0.5}\right)}{1000}$$

Corriente que soportará el sistema de puesta a tierra	IeMag	kA	0,54	0,54	
Resistividad aparente del suelo	ρ	Ω–m	29,88	29,88	
Resistividad aparente de la capa superficial	ρs	Ω–m	3.000,00	3.000,00	
Coeficiente en función del terreno y la capa superficial	Cs		0,77	0,69	$Cs = 1 - \frac{0.09 * \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2 * hs + 0.09}$
Tensión de contacto tolerable	Ecl	V	2.117,74	1.949,85	$Ecl_{50kg} = \frac{0.116}{\sqrt{ts}} * (1000 + 1.5 * Cs * \rho_s)$
					$Ecl_{70kg} = \frac{0.157}{\sqrt{ts}} * (1000 + 1.5 * Cs * \rho_s)$
Tensión de paso Tolerable	Epl	V	7.050,25	6.378,69	$Epl_{50kg} = \frac{0.116}{\sqrt{ts}} * (1000 + 6{,}0 * Cs * \rho_s)$
					$Epl_{70kg} = \frac{0.157}{\sqrt{ts}} * (1000 + 6{,}0 * Cs * \rho_s)$

Longitud total del conductor enterrado y electrodos de puesta a tierra	Lc	m	24,00	6,00	$Lc = \left(\frac{L1}{D} + 1\right)$*L2+$\left(\frac{L2}{D} + 1\right)$*L1
Longitud total	Lt	m	33,60	10,80	$Lt = Lc + N * Lv$
Area cubierta por la malla	A	m2	16,00	1,00	$Lt = L1 * L2$
Resistencia de puesta a tierra para mallas cuadradas rectangulares (Resistencia de Sverak)	Rg	Ω	3,63	11,51	$Rg = \rho\left[\frac{1}{Lt} + \frac{1}{20 * A} * \left\{1 + \frac{1}{1 + h * \sqrt{\frac{20}{A}}}\right\}\right]$
Resistencia de puesta a tierra con mejoramiento de suelo artifificial Favigel	Rgm	Ω		1,15	
Cálculo de la elevación máxima de tensión para malla propuesta	Gpr	m	1.975,06	626,22	$Gpr = Rg * IeMag * 1000$
Punto de analisis 1: Si (Ecl-Gpr)>0, Se acepta Malla			**Se Acepta la Malla**	**Se Acepta la Malla**	
Resultado C1			**Si**	**Si**	
	Lp	m	16,00	4,00	$Lp = (L1 + L2) * 2$
	na		3,00	3,00	$na = \frac{2 * Lc}{Lp}$
	nb		1,00	1,00	$nb = \sqrt{\frac{Lp}{4 * \sqrt{A}}}$
	nc		1,00	1,00	$nc = \left(\frac{L1 * L2}{A}\right)^{\frac{0.7 * A}{L1 * L2}}$
	nd		3,00	3,00	$nd = na * nb * nc$
	Kh		1,22	1,22	$Kh = \sqrt{1 + h}$
	Ki		1,09	1,09	$Ki = 0.644 + 0.148 * nd$
	Kii		0,30	0,30	$Kii = \frac{1}{(2 * nd)^{\frac{2}{nd}}}$
	Km		0,57	0,46	$Km = \frac{1}{2\pi} * \left[ln\left[\frac{D^2}{16 * h * dc} + \frac{(D + 2 * h)^2}{8 * D * dc} - \frac{h}{4 * dc}\right] + \frac{kii}{kh} * ln\left[\frac{8}{\pi * (2 * nd - 1)}\right]\right.$
Tensión inducida en la malla de diseño preliminar	Vmalla		228,80	345,71	
$Vmalla = \frac{\rho * IeMag * 1000 * Km * Ki}{Lc + \left[1{,}55 + 1{,}22 * \left(\frac{Lv}{\sqrt{L1^2 + L2^2}}\right)\right] * N * Lv}$	Cumple criterio Tensión Malla Vmalla<Ecl			Cumple criterio Tensión Malla Vmalla<Ecl	
		Resultado C2	**Si Parcial**	**Si Parcial**	
	Ks		0,53	0,95	$Ks = \frac{1}{\pi} * \left[\frac{1}{2 * h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{D} * (1 - 0{,}5^{nd-2})\right]$
Tensión de Paso	Vpaso		355,02	1.968,08	
$Vpaso = \frac{\rho * IeMag * 1000 * Ks * Ki}{0{,}75 * Lc + 0{,}85 * N * Lv}$	Cumple criterio Tensión de paso Vpaso<Ep			Cumple criterio Tensión de paso Vpaso<Ep	
		Resultado C3	**Si**	**Si**	

Concepto prediseño:	**Concepto diseño:**
Malla Aceptada	**Malla Aceptada**

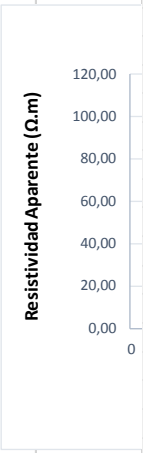
Materiales	
Material a Utilizar	Kf: Constante a diferentes temperaturas
Acero 1020	15,95
Acero inoxidable 304	30,05
Alambre de acero recubierto de cobre Conductividad 30%	14,64
Alambre de acero recubierto de cobre Conductividad 40%	10,45
Cobre Blando	7
Cobre Duro cuando se utiliza soldadura exotérmica	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

ANEXO G. Malla Tierra, estructura, Filtro de onda.

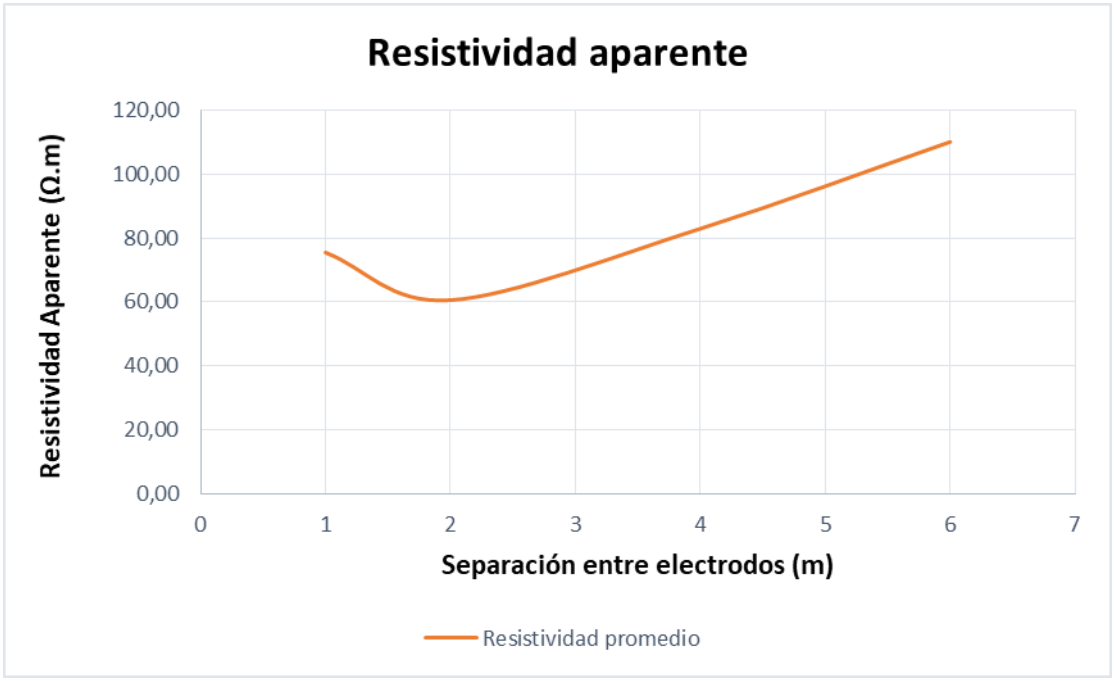
Cálculo con valores de resistencia medidos - Estructura 7 filtro de onda.					
Eje de Medida	Distancia de las Medidas (m)				
		1	2	4	6
Eje 1	Resistencia (Ω)	12,01	4,82	3,3	2,92

Eje de Medida	Distancia de las Medidas (m)				
		1	2	4	6
Eje 1	Resistividad (Ω.m)	75,46	60,57	82,94	110,08
Promedio de Resistividades (Ω.m)		82,26			

Logaritmo Natural de la resistividad				
Eje de Medida	Distancia de las Medidas (m)			
	1	2	4	6
Eje 1	4,32	4,10	4,42	4,70
Promedio de Ln	4,39			
Sumatoria de (Xi-x)^2	0,18			
Desviación estándar	0,15			
Distribución normal 70%	0,52			
Probabilidad del 70%	87,03			



COORDENADAS		Etiqueta	Nodo eléctrico	Corrientes de cortocircuito (kA)			Tiempos de despeje de falla (s)		
X	Y			Icc 3ϕ	Icc 2ϕ	Icc 1ϕ	Icc 3ϕ	Icc 2ϕ	Icc 1ϕ
1162312	1345489	Estructura 7	FMVE8231	0,505	0,392	0,382	0,06	0,1	0,1



Cálculos para malla Estrucutura 7 Filtro de Onda
Parámetros de Entrada

Item	Unidad	Valor Inicial	Valor diseño	Dimensiones del conductor de puesta a tierra (valores comerciales de referencia)			
				kcmil	AWG	Area nominal (mm2)	Diametro (m)
Corriente que soportará el sistema de puesta a tierra	kA	0,51	0,51				
Tiempo de despegue de falla	s	0,06	0,06	350		177,35	0,015
Profundidad de enterramiento de malla	m	0,5	0,5	300		152,01	0,0139
Número de varillas	m	4	4	250		126,68	0,0127
Longitud de varillas	m	2,4	2,4	211,6	4/0	107,22	0,0117
Longitud de la malla en el eje X	m	9	2	167,8	3/0	85,03	0,0104
Longitud de la malla en el eje Y	m	9	2	133,1	2/0	67,44	0,0093
Seleccione el material para la puesta a tierra							
Cobre Duro cuando se utiliza soldadura exotérmica			exotérmica				
Diametro del Conductor de referencia	m	0,00075	0,00075				
Diametro de Conductor Comercial a usar	m	0,00930	0,00930				
Espaciamiento entre conductores	m	1	1				
Se tiene previsto capa superficial de grava?		Si	Si				
Espesor de la capa superficial	m	0,15	0,15				
Peso referencia Persona	kg	50	50				
Resistividad aparente del suelo	Ω–m	82,26	82,26				
Resistividad aparente de la capa superficial	Ω–m	3.000,00	3.000,00				

Evaluación	Evaluación
Malla Aceptada	Malla Aceptada

Cálculos para malla Estructura 7 Filtro de Onda

Parámetros de Entrada

Item	Id	Unidad	Valor	Valor_Diseño
Profundidad de enterramiento de malla	h	m	0,5	0,5
Número de varillas	N	m	4	4
Longitud de varillas	Lv	m	2,4	2,4
Longitud de la malla en el eje X	L1	m	9	2
Longitud de la malla en el eje Y	L2	m	9	2
Material a usar	Cobre Duro cuando se utiliza soldadura exotérmica			Cobre Duro cuando se
Constante del Material	Kf		7,06	7,06
Diametro del Conductor de referencia	Ac	m	0,00078	0,00075
Diametro de Conductor Comercial a usar	Dcr	m	0,00930	0,00930
Espaciamiento entre conductores	D	m	1	1
Se tiene previsto capa superficial de grava?			Si	Si
Espesor de la capa superficial	hs	m	0,15	0,15
Tiempo de despegue de falla	ts	s	0,06	0,06
Peso referencia Persona	w	kg	50	50

$$Ac = \frac{IeMag * Kf * \sqrt{ts}}{1.9740} \qquad Dcr = \frac{\left(2 * \left(\frac{Ac}{\pi}\right)^{0.5}\right)}{1000}$$

Corriente que soportará el sistema de puesta a tierra	IeMag	kA	0,54	0,51	
Resistividad aparente del suelo	ρ	Ω–m	82,26	82,26	
Resistividad aparente de la capa superficial	ρs	Ω–m	3.000,00	3.000,00	
Coeficiente en función del terreno y la capa superficial	Cs		0,78	0,78	$Cs = 1 - \frac{0.09 * \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2 * hs + 0.09}$
Tensión de contacto tolerable	Ecl	V	2.126,33	2.126,33	$Ecl_{50kg} = \frac{0.116}{\sqrt{ts}} * (1000 + 1.5 * Cs * \rho_s)$
					$Ecl_{70kg} = \frac{0.157}{\sqrt{ts}} * (1000 + 1.5 * Cs * \rho_s)$
Tensión de paso Tolerable	Epl	V	7.084,60	7.084,60	$Epl_{50kg} = \frac{0.116}{\sqrt{ts}} * (1000 + 6,0 * Cs * \rho_s)$
					$Epl_{70kg} = \frac{0.157}{\sqrt{ts}} * (1000 + 6,0 * Cs * \rho_s)$

Longitud total del conductor enterrado y electrodos de puesta a tierra	Lc	m	180,00	12,00	$Lc = \left(\frac{L1}{D} + 1\right) * L2 + \left(\frac{L2}{D} + 1\right) * L1$
Longitud total	Lt	m	189,60	21,60	$Lt = Lc + N * Lv$
Area cubierta por la malla	A	m2	81,00	4,00	$Lt = L1 * L2$
Resistencia de puesta a tierra para mallas cuadradas rectangulares (Resistencia de Sverak)	Rg	Ω	4,11	17,35	$Rg = \rho \left[\frac{1}{Lt} + \frac{1}{20 * A} * \left\{ 1 + \frac{1}{1 + h * \sqrt{\frac{20}{A}}} \right\} \right]$
Resistencia de puesta a tierra con mejoramiento de suelo artifificial	Rgm	Ω		1,73	
Cálculo de la elevación máxima de tensión para malla propuesta	Gpr	m	2.238,45	876,08	$Gpr = Rg * IeMag * 1000$
Punto de analisis 1: Si (Ecl-Gpr)>0, Se acepta Malla			**Malla no aceptada por criterio:Tensión de contacto Tolerable**	**Se Acepta la Malla**	
Resultado C1			**No**	**Si**	
	Lp	m	36,00	8,00	$Lp = (L1 + L2) * 2$
	na		10,00	3,00	$na = \frac{2 * Lc}{Lp}$
	nb		1,00	1,00	$nb = \sqrt{\frac{Lp}{4 * \sqrt{A}}}$
	nc		1,00	1,00	$nc = \left(\frac{L1 * L2}{A}\right)^{\frac{0.7 * A}{L1 * L2}}$
	nd		10,00	3,00	$nd = na * nb * nc$
	Kh		1,22	1,22	$Kh = \sqrt{1 + h}$
	Ki		2,12	1,09	$Ki = 0.644 + 0.148 * nd$
	Kii		0,55	0,30	$Kii = \frac{1}{(2 * nd)^{\frac{2}{nd}}}$
	Km		(0,27)	0,47	$Km = \frac{1}{2\pi} * \left[ln\left[\frac{D^2}{16 * h * dc} + \frac{(D + 2 * h)^2}{8 * D * dc} - \frac{h}{4 * dc}\right] + \frac{Kii}{Kh} * ln\left[\frac{8}{\pi * (2 * nd - 1)}\right] \right]$
Tensión inducida en la malla de diseño preliminar	Vmalla		(128,85)	573,69	
$Vmalla = \frac{\rho * IeMag * 1000 * Km * Ki}{Lc + \left[1{,}55 + 1{,}22 * \left(\frac{Lv}{\sqrt{L1^2 + L2^2}}\right)\right] * N * Lv}$	Cumple criterio Tensión Malla Vmalla<Ecl			Cumple criterio Tensión Malla Vmalla<Ecl	
			Resultado C2	**Si Parcial**	**Si Parcial**
	Ks		0,85	0,69	$Ks = \left\| \frac{1}{\pi} * \left[\frac{1}{2 * h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{D} * \left(1 - 0{,}5^{nd-2}\right) \right] \right.$
Tensión de Paso	Vpaso		562,75	1.816,55	
$Vpaso = \frac{\rho * IeMag * 1000 * Ks * Ki}{0{,}75 * Lc + 0{,}85 * N * Lv}$	Cumple criterio Tensión de paso Vpaso<Epl			Cumple criterio Tensión de paso Vpaso<Epl	
			Resultado C3	**Si**	**Si**

Concepto prediseño:	**Concepto diseño:**	
Malla Aceptada	**Malla Aceptada**	

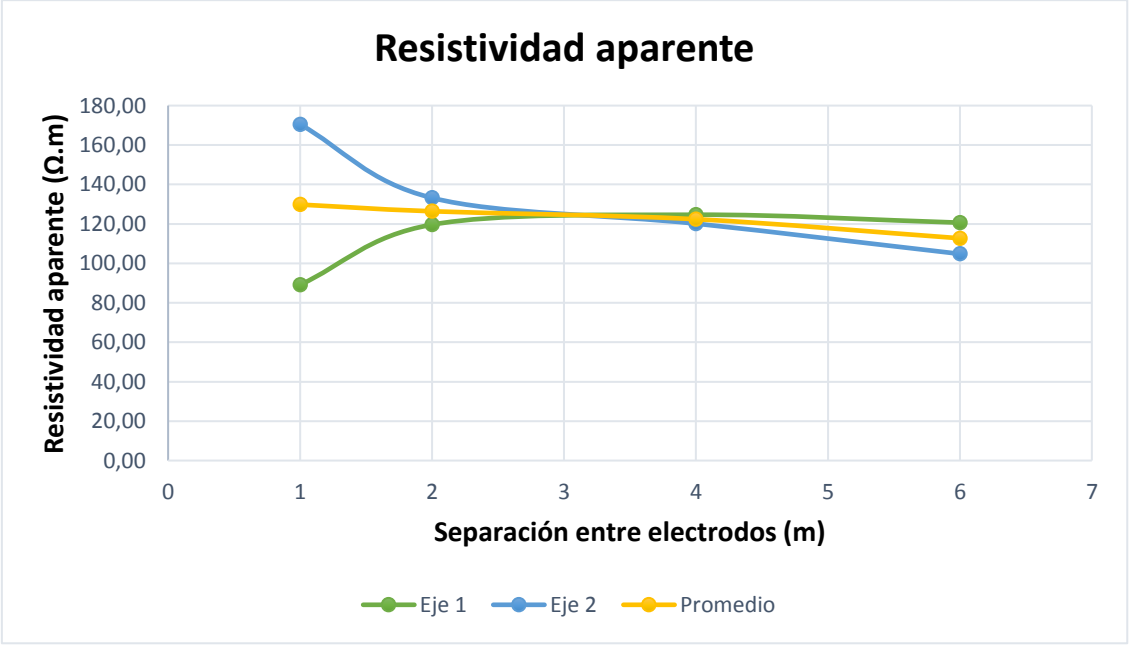
ANEXO H. Malla tierra transformador 1T04258.

Cálculo con valores de resistencia medidos -1T04258					
Eje de Medida	Distancia de las Medidas (m)				
		1	2	4	6
Eje 1	Resistencia (Ω)	14,19	9,52	4,96	3,2
Eje 2	Resistencia (Ω)	27,13	10,6	4,78	2,78

Eje de Medida	Distancia de las Medidas (m)				
		1	2	4	6
Eje 1	Resistividad (Ω.m)	89,16	119,63	124,66	120,64
Eje 2	Resistividad (Ω.m)	170,46	133,20	120,13	104,80
Promedio	Resistividad (Ω.m)	129,81	126,42	122,40	112,72
Promedio de Resistividades (Ω.m)		122,84			

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 (Xi-x)^2	0,24			
Desviación estándar	0,17			
Distribución normal 70%	0,52			
Probabilidad del 70%	132,51			

COORDENADAS		Etiqueta	Nodo eléctrico	Corrientes de cortocircuito (kA)			Tiempos de despeje de falla (s)		
X	Y			Icc 3ϕ	Icc 2ϕ	Icc 1ϕ	Icc 3ϕ	Icc 2ϕ	Icc 1ϕ
1161534,7	1346832,4	1T04258	FMVE8280	0,46	0,356	0,342	0,04	0,05	0,05



Cálculos para malla Trafo 1T04258
Parámetros de Entrada

Item	Unidad	Valor Inicial	Valor diseño	Dimensiones del conductor de puesta a tierra (valores comerciales de referencia)			
				kcmil	AWG	Area nominal (mm2)	Diametro (m)
Corriente que soportará el sistema de puesta a tierra	kA	0,46	0,46				
Tiempo de despegue de falla	s	0,04	0,04	350		177,35	0,015
Profundidad de enterramiento de malla	m	0,5	0,5	300		152,01	0,0139
Número de varillas	m	4	3	250		126,68	0,0127
Longitud de varillas	m	2,4	2,4	211,6	4/0	107,22	0,0117
Longitud de la malla en el eje X	m	2	2	167,8	3/0	85,03	0,0104
Longitud de la malla en el eje Y	m	2	2	133,1	2/0	67,44	0,0093
Seleccione el material para la puesta a tierra							
Cobre Duro cuando se utiliza soldadura exotérmica		a exotérmica					
Diametro del Conductor de referencia	m	0,00065	0,00065				
Diametro de Conductor Comercial a usar	m	0,00930	0,00930				
Espaciamiento entre conductores	m	2	1				
Se tiene previsto capa superficial de grava?		Si	Si				
Espesor de la capa superficial	m	0,1	0,1				
Peso referencia Persona	kg	50	50				
Resistividad aparente del suelo	Ω–m	122,84	122,84				
Resistividad aparente de la capa superficial	Ω–m	3.000,00	3.000,00				

Evaluación	Evaluación
Malla Aceptada	Malla Aceptada

Cálculos para malla Trafo 1T04258

Parámetros de Entrada

Item	Id	Unidad	Valor Inicial	Valor_Diseño
Profundidad de enterramiento de malla	h	m	0,5	0,5
Número de varillas	N	m	4	3
Longitud de varillas	Lv	m	2,4	2,4
Longitud de la malla en el eje X	L1	m	2	2
Longitud de la malla en el eje Y	L2	m	2	2
Material a usar	Cobre Duro cuando se utiliza soldadura exotérmica			Cobre Duro cuando se
Constante del Material	Kf		7,06	7,06
Diametro del Conductor de referencia	Ac	m	0,00065	0,00065
Diametro de Conductor Comercial a usar	Dcr	m	0,00930	0,00930
Espaciamiento entre conductores	D	m	2	1
Se tiene previsto capa superficial de grava?			Si	Si
Espesor de la capa superficial	hs	m	0,1	0,1
Tiempo de despegue de falla	ts	s	0,04	0,04
Peso referencia Persona	w	kg	50	50

$$Ac = \frac{IeMag * Kf * \sqrt{ts}}{1.9740} \qquad Dcr = \frac{\left(2 * \left(\frac{Ac}{\pi}\right)^{0.5}\right)}{1000}$$

Corriente que soportará el sistema de puesta a tierra	IeMag	kA	0,46	0,46	
Resistividad aparente del suelo	ρ	Ω–m	122,84	122,84	
Resistividad aparente de la capa superficial	ρs	Ω–m	3.000,00	3.000,00	
Coeficiente en función del terreno y la capa superficial	Cs		0,70	0,70	$Cs = 1 - \frac{0.09 * \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2 * hs + 0.09}$
Tensión de contacto tolerable	Ecl	V	2.413,17	2.413,17	$Ecl_{50kg} = \frac{0.116}{\sqrt{ts}} * (1000 + 1.5 * Cs * \rho_s)$
					$Ecl_{70kg} = \frac{0.157}{\sqrt{ts}} * (1000 + 1.5 * Cs * \rho_s)$
Tensión de paso Tolerable	Epl	V	7.912,66	7.912,66	$Epl_{50kg} = \frac{0.116}{\sqrt{ts}} * (1000 + 6{,}0 * Cs * \rho_s)$
					$Epl_{70kg} = \frac{0.157}{\sqrt{ts}} * (1000 + 6{,}0 * Cs * \rho_s)$

Longitud total del conductor enterrado y electrodos de puesta a tierra	Lc	m	8,00	12,00	$Lc = \left(\frac{L1}{D}+1\right)$*L2+$\left(\frac{L2}{D}+1\right)$*L1
Longitud total	Lt	m	17,60	19,20	$Lt = Lc + N * Lv$
Area cubierta por la malla	A	m2	4,00	4,00	$Lt = L1 * L2$
Resistencia de puesta a tierra para mallas cuadradas rectangulares (Resistencia de Sverak)	Rg	Ω	27,20	26,62	$Rg = \rho\left[\frac{1}{Lt}+\frac{1}{20*A}*\left\{1+\frac{1}{1+h*\sqrt{\frac{20}{A}}}\right\}\right]$
Resistencia de puesta a tierra con mejoramiento de suelo artifificial.	Rgm	Ω		2,66	
Cálculo de la elevación máxima de tensión para malla propuesta	Gpr	m	12.510,59	1.224,30	$Gpr = Rg * IeMag * 1000$
Punto de analisis 1: Si (Ecl-Gpr)>0, Se acepta Malla			**Malla no aceptada por criterio:Tensión de contacto**	**Se Acepta la Malla**	
Resultado C1			**No**	**Si**	
	Lp	m	8,00	8,00	$Lp = (L1 + L2) * 2$
	na		2,00	3,00	$na = \frac{2 * Lc}{Lp}$
	nb		1,00	1,00	$nb = \sqrt{\frac{Lp}{4 * \sqrt{A}}}$
	nc		1,00	1,00	$nc = \left(\frac{L1 * L2}{A}\right)^{\frac{0.7*A}{L1*L2}}$
	nd		2,00	3,00	$nd = na * nb * nc$
	Kh		1,22	1,22	$Kh = \sqrt{1+h}$
	Ki		0,94	1,09	$Ki = 0.644 + 0.148 * nd$
	Kii		0,25	0,30	$Kii = \frac{1}{(2*nd)^{\frac{2}{nd}}}$
	Km		0,70	0,47	$Km = \frac{1}{2\pi} * \left[ln\left[\frac{D^2}{16*h*dc}+\frac{(D+2*h)^2}{8*D*dc}-\frac{h}{4*dc}\right]+\frac{kii}{kh}*ln\left[\frac{8}{\pi*(2*nd-1)}\right]\right.$
Tensión inducida en la malla de diseño preliminar	Vmalla		1.134,15	938,46	
$Vmalla = \frac{\rho * IeMag * 1000 * Km * Ki}{Lc + \left[1{,}55 + 1{,}22 * \left(\frac{Lv}{\sqrt{L1^2 + L2^2}}\right)\right] * N * Lv}$	Cumple criterio Tensión Malla Vmalla<Ecl			**Cumple criterio Tensión Malla Vmalla<Ecl**	
			Resultado C2	**Si Parcial**	**Si Parcial**
	Ks		0,45	0,69	$Ks = \left\|\frac{1}{\pi} * \left[\frac{1}{2*h}+\frac{1}{D+h}+\frac{1}{D}*\left(1-0{,}5^{nd-2}\right)\right]\right.$
Tensión de Paso	Vpaso		1.671,58	2.804,17	
$Vpaso = \frac{\rho * IeMag * 1000 * Ks * Ki}{0{,}75 * Lc + 0{,}85 * N * Lv}$	Cumple criterio Tensión de paso Vpaso<Epl			**Cumple criterio Tensión de paso Vpaso<Epl**	
			Resultado C3	**Si**	**Si**

Concepto prediseño:	**Concepto diseño:**	
Malla Aceptada	**Malla Aceptada**	

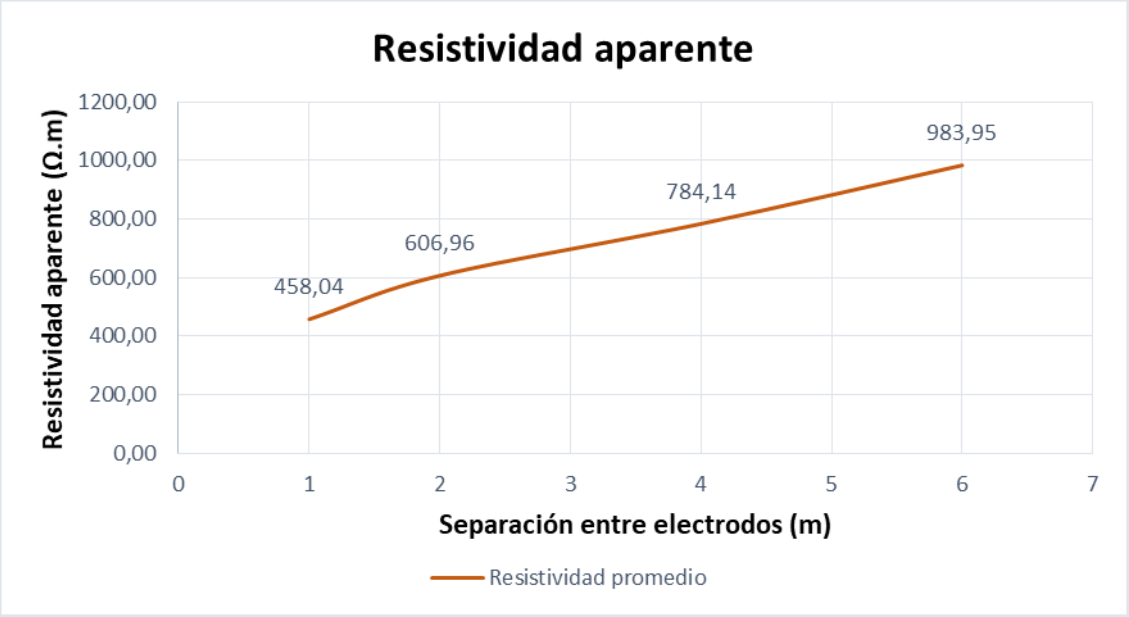
ANEXO I. Malla tierra transformador 1T04263.

Cálculo con valores de resistencia medidos - Transformador 1T04263					
Eje de Medida	Distancia de las Medidas (m)				
		1	2	4	6
Eje 1	Resistencia (Ω)	72,9	48,3	31,2	26,1

Eje de Medida	Distancia de las Medidas (m)				
		1	2	4	6
Eje 1	Resistividad (Ω.m)	458,04	606,96	784,14	983,95
Promedio de Resistividades (Ω.m)		708,27			

Logaritmo Natural de la resistividad				
Eje de Medida	Distancia de las Medidas (m)			
	1	2	4	6
Eje 1	6,13	6,41	6,66	6,89
Promedio de Ln	6,52			
Sumatoria de (Xi-x)^2	0,33			
Desviación estándar	0,20			
Distribución normal 70%	0,52			
Probabilidad del 70%	756,52			

COORDENADAS		Etiqueta	Nodo eléctrico	Corrientes de cortocircuito (kA)			Tiempos de despeje de falla (s)		
X	Y			Icc 3ϕ	Icc 2ϕ	Icc 1ϕ	Icc 3ϕ	Icc 2ϕ	Icc 1ϕ
1161080,1	1352289,7	1T04263	FMVE8256	0,00	0,278	0,26	NA	0,05	0,05



Cálculos para malla Trafo 1T04263
Parámetros de Entrada

Item	Unidad	Valor Inicial	Valor diseño	Dimensiones del conductor de puesta a tierra (valores comerciales de referencia)			
				kcmil	AWG	Area nominal (mm2)	Diametro (m)
Corriente que soportará el sistema de puesta a tierra	kA	0,28	0,28	350		177,35	0,015
Tiempo de despegue de falla	s	0,05	0,05	300		152,01	0,0139
Profundidad de enterramiento de malla	m	0,5	0,5	250		126,68	0,0127
Número de varillas	m	10	4	211,6	4/0	107,22	0,0117
Longitud de varillas	m	2,4	2,4	167,8	3/0	85,03	0,0104
Longitud de la malla en el eje X	m	4	4	133,1	2/0	67,44	0,0093
Longitud de la malla en el eje Y	m	4	4				
Seleccione el material para la puesta a tierra							
Cobre Duro cuando se utiliza soldadura exotérmica			a exotérmica				
Diametro del Conductor de referencia	m	0,00053	0,00053				
Diametro de Conductor Comercial a usar	m	0,00930	0,00930				
Espaciamiento entre conductores	m	1	1				
Se tiene previsto capa superficial de grava?		Si	Si				
Espesor de la capa superficial	m	0,15	0,15				
Peso referencia Persona	kg	50	50				
Resistividad aparente del suelo	Ω–m	708,27	708,27				
Resistividad aparente de la capa superficial	Ω–m	3.000,00	3.000,00				

Evaluación	Evaluación
Malla Aceptada	Malla Aceptada

Cálculos para malla Trafo 1T04263

Parámetros de Entrada

Item	Id	Unidad	Valor Inicial	Valor_Diseño
Profundidad de enterramiento de malla	h	m	0,5	0,5
Número de varillas	N	m	10	4
Longitud de varillas	Lv	m	2,4	2,4
Longitud de la malla en el eje X	L1	m	4	4
Longitud de la malla en el eje Y	L2	m	4	4
Material a usar	Cobre Duro cuando se utiliza soldadura exotérmica			Cobre Duro cuando se
Constante del Material	Kf		7,06	7,06
Diametro del Conductor de referencia	Ac	m	0,00053	0,00053
Diametro de Conductor Comercial a usar	Dcr	m	0,00930	0,00930
Espaciamiento entre conductores	D	m	1	1
Se tiene previsto capa superficial de grava?			Si	Si
Espesor de la capa superficial	hs	m	0,15	0,15
Tiempo de despegue de falla	ts	s	0,05	0,05
Peso referencia Persona	w	kg	50	50

$$Ac = \frac{IeMag * Kf * \sqrt{ts}}{1.9740} \qquad Dcr = \frac{\left(2 * \left(\frac{Ac}{\pi}\right)^{0.5}\right)}{1000}$$

Corriente que soportará el sistema de puesta a tierra	IeMag	kA	0,28	0,28	
Resistividad aparente del suelo	ρ	Ω–m	708,27	708,27	
Resistividad aparente de la capa superficial	ρs	Ω–m	3.000,00	3.000,00	
Coeficiente en función del terreno y la capa superficial	Cs		0,82	0,82	$Cs = 1 - \frac{0.09 * \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2 * hs + 0.09}$
Tensión de contacto tolerable	Ecl	V	2.441,69	2.441,69	$Ecl_{50kg} = \frac{0.116}{\sqrt{ts}} * (1000 + 1.5 * Cs * \rho_s)$
					$Ecl_{70kg} = \frac{0.157}{\sqrt{ts}} * (1000 + 1.5 * Cs * \rho_s)$
Tensión de paso Tolerable	Epl	V	8.210,45	8.210,45	$Epl_{50kg} = \frac{0.116}{\sqrt{ts}} * (1000 + 6{,}0 * Cs * \rho_s)$
					$Epl_{70kg} = \frac{0.157}{\sqrt{ts}} * (1000 + 6{,}0 * Cs * \rho_s)$

Longitud total del conductor enterrado y electrodos de puesta a tierra	Lc	m	40,00	40,00	$Lc = \left(\frac{L1}{D} + 1\right)$*L2+$\left(\frac{L2}{D} + 1\right)$*L1
Longitud total	Lt	m	64,00	49,60	$Lt = Lc + N * Lv$
Area cubierta por la malla	A	m2	16,00	16,00	$Lt = L1 * L2$
Resistencia de puesta a tierra para mallas cuadradas rectangulares (Resistencia de Sverak)	Rg	Ω	76,06	79,27	$Rg = \rho\left[\frac{1}{Lt} + \frac{1}{20 * A} * \left\{1 + \frac{1}{1 + h * \sqrt{\frac{20}{A}}}\right\}\right]$
Resistencia de puesta a tierra con mejoramiento de suelo artifificial	Rgm	Ω		7,93	
Cálculo de la elevación máxima de tensión para malla propuesta	Gpr	m	21.143,81	2.203,70	$Gpr = Rg * IeMag * 1000$
Punto de analisis 1: Si (Ecl-Gpr)>0, Se acepta Malla			**Malla no aceptada por criterio:Tensión de contacto**	**Se Acepta la Malla**	
Resultado C1			**No**	**Si**	
	Lp	m	16,00	16,00	$Lp = (L1 + L2) * 2$
	na		5,00	5,00	$na = \frac{2 * Lc}{Lp}$
	nb		1,00	1,00	$nb = \sqrt{\frac{Lp}{4 * \sqrt{A}}}$
	nc		1,00	1,00	$nc = \left(\frac{L1 * L2}{A}\right)^{\frac{0,2 * A}{L1 * L2}}$
	nd		5,00	5,00	$nd = na * nb * nc$
	Kh		1,22	1,22	$Kh = \sqrt{1 + h}$
	Ki		1,38	1,38	$Ki = 0.644 + 0.148 * nd$
	Kii		0,40	0,40	$Kii = \frac{1}{(2 * nd)^{\frac{2}{nd}}}$
	Km		0,22	0,22	$Km = \frac{1}{2\pi} * \left[ln\left[\frac{D^2}{16 * h * dc} + \frac{(D+2*h)^2}{8 * D * dc} - \frac{h}{4 * dc}\right] + \frac{kii}{kh} * ln\left[\frac{8}{\pi * (2 * nd - 1)}\right]\right]$
Tensión inducida en la malla de diseño preliminar	Vmalla		680,45	1.018,95	
$Vmalla = \frac{\rho * IeMag * 1000 * Km * Ki}{Lc + \left[1,55 + 1,22 * \left(\frac{Lv}{\sqrt{L1^2 + L2^2}}\right)\right] * N * Lv}$	Cumple criterio Tensión Malla Vmalla<Ecl			Cumple criterio Tensión Malla Vmalla<Ecl	
			Resultado C2	**Si Parcial**	**Si Parcial**
	Ks		0,81	0,81	$Ks = \left\|\frac{1}{\pi} * \left[\frac{1}{2 * h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{D} * \left(1 - 0,5^{nd-2}\right)\right]\right.$
Tensión de Paso	Vpaso		4.374,41	5.777,52	
$Vpaso = \frac{\rho * IeMag * 1000 * Ks * Ki}{0,75 * Lc + 0,85 * N * Lv}$	Cumple criterio Tensión de paso Vpaso<Epl			Cumple criterio Tensión de paso Vpaso<Epl	
			Resultado C3	**Si**	**Si**

Concepto prediseño:	**Concepto diseño:**
Malla Aceptada	**Malla Aceptada**

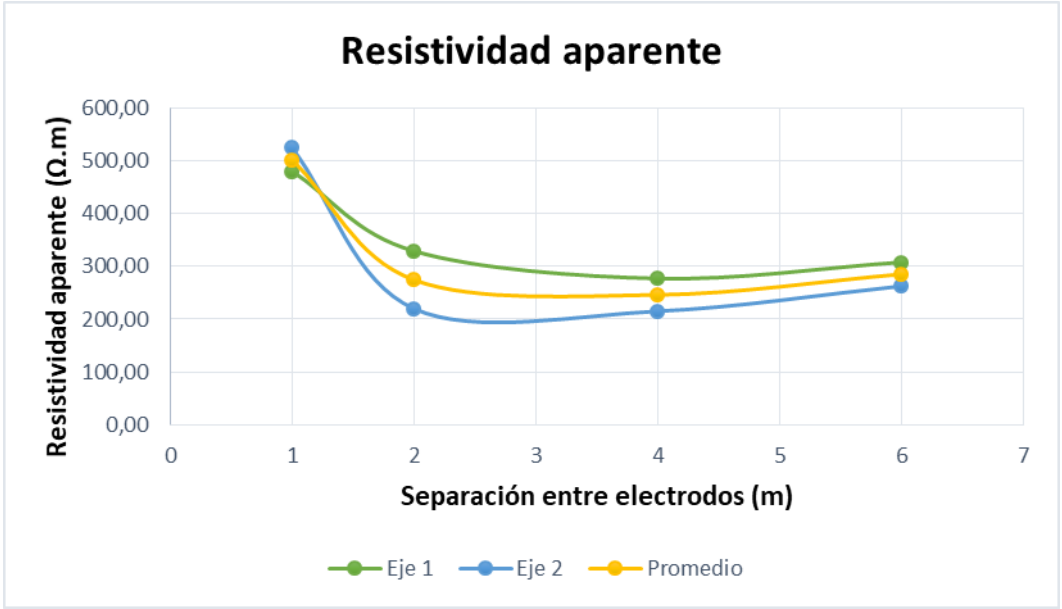
ANEXO J. Malla tierra transformador 1T04264.

Cálculo con valores de resistencia medidos - 1T04264					
Eje de Medida	Distancia de las Medidas (m)				
		1	2	4	6
Eje 1	Resistencia (Ω)	76,5	26,19	11,03	8,17
Eje 2	Resistencia (Ω)	83,5	17,5	8,56	6,97

Eje de Medida	Distancia de las Medidas (m)				
		1	2	4	6
Eje 1	Resistividad (Ω.m)	480,66	329,11	277,21	308,00
Eje 2	Resistividad (Ω.m)	524,65	219,91	215,14	262,76
Promedio	Resistividad (Ω.m)	502,65	274,51	246,18	285,38
Promedio de Resistividades (Ω.m)		327,18			

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 (Xi-x)^2	0,76			
Desviación estándar	0,31			
Distribución normal 70%	0,52			
Probabilidad del 70%	366,01			

COORDENADAS		Etiqueta	Nodo eléctrico	Corrientes de cortocircuito (kA)			Tiempos de despeje de falla (s)		
X	Y			Icc 3ϕ	Icc 2ϕ	Icc 1ϕ	Icc 3ϕ	Icc 2ϕ	Icc 1ϕ
1161860	1352805	1T04264	FMVE8255	0,351	0,269	0,25	0,04	0,05	0,05



Cálculos para malla Trafo 1T04264
Parámetros de Entrada

Item	Unidad	Valor Inicial	Valor diseño	Dimensiones del conductor de puesta a tierra (valores comerciales de referencia)			
				kcmil	AWG	Area nominal (mm2)	Diametro (m)
Corriente que soportará el sistema de puesta a tierra	kA	0,35	0,35	350		177,35	0,015
Tiempo de despegue de falla	s	0,04	0,04	300		152,01	0,0139
Profundidad de enterramiento de malla	m	0,5	0,5	250		126,68	0,0127
Número de varillas	m	4	4	211,6	4/0	107,22	0,0117
Longitud de varillas	m	2,4	2,4	167,8	3/0	85,03	0,0104
Longitud de la malla en el eje X	m	10	2	133,1	2/0	67,44	0,0093
Longitud de la malla en el eje Y	m	10	2				
Seleccione el material para la puesta a tierra							
Cobre Duro cuando se utiliza soldadura exotérmica			a exotérmica				
Diametro del Conductor de referencia	m	0,00057	0,00057				
Diametro de Conductor Comercial a usar	m	0,00930	0,00930				
Espaciamiento entre conductores	m	1	1				
Se tiene previsto capa superficial de grava?		Si	Si				
Espesor de la capa superficial	m	0,15	0,1				
Peso referencia Persona	kg	50	50				
Resistividad aparente del suelo	Ω–m	327,18	327,18				
Resistividad aparente de la capa superficial	Ω–m	3.000,00	3.000,00				

Evaluación	Evaluación
Malla Aceptada	Malla Aceptada

Cálculos para malla Trafo 1T04264

Parámetros de Entrada

Item	Id	Unidad	Valor Inicial	Valor_Diseño
Profundidad de enterramiento de malla	h	m	0,5	0,5
Número de varillas	N	m	4	4
Longitud de varillas	Lv	m	2,4	2,4
Longitud de la malla en el eje X	L1	m	10	2
Longitud de la malla en el eje Y	L2	m	10	2
Material a usar	Cobre Duro cuando se utiliza soldadura exotérmica			Cobre Duro cuando se
Constante del Material	Kf		7,06	7,06
Diametro del Conductor de referencia	Ac	m	0,00057	0,00057
Diametro de Conductor Comercial a usar	Dcr	m	0,00930	0,00930
Espaciamiento entre conductores	D	m	1	1
Se tiene previsto capa superficial de grava?			Si	Si
Espesor de la capa superficial	hs	m	0,15	0,15
Tiempo de despegue de falla	ts	s	0,04	0,04
Peso referencia Persona	w	kg	50	50

$$Ac = \frac{IeMag * Kf * \sqrt{ts}}{1.9740} \qquad Dcr = \frac{\left(2 * \left(\frac{Ac}{\pi}\right)^{0.5}\right)}{1000}$$

Corriente que soportará el sistema de puesta a tierra	IeMag	kA	0,35	0,35	
Resistividad aparente del suelo	ρ	Ω–m	327,18	327,18	
Resistividad aparente de la capa superficial	ρs	Ω–m	3.000,00	3.000,00	
Coeficiente en función del terreno y la capa superficial	Cs		0,79	0,79	$Cs = 1 - \frac{0.09 * \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2 * hs + 0.09}$
Tensión de contacto tolerable	Ecl	V	2.653,38	2.653,38	$Ecl_{50kg} = \frac{0.116}{\sqrt{ts}} * (1000 + 1.5 * Cs * \rho_s)$
					$Ecl_{70kg} = \frac{0.157}{\sqrt{ts}} * (1000 + 1.5 * Cs * \rho_s)$
Tensión de paso Tolerable	Epl	V	8.873,52	8.873,52	$Epl_{50kg} = \frac{0.116}{\sqrt{ts}} * (1000 + 6{,}0 * Cs * \rho_s)$
					$Epl_{70kg} = \frac{0.157}{\sqrt{ts}} * (1000 + 6{,}0 * Cs * \rho_s)$

Longitud total del conductor enterrado y electrodos de puesta a tierra	Lc	m	220,00	12,00	$Lc = \left(\frac{L1}{D}+1\right)$*L2+$\left(\frac{L2}{D}+1\right)$*L1
Longitud total	Lt	m	229,60	21,60	$Lt = Lc + N * Lv$
Area cubierta por la malla	A	m2	100,00	4,00	$Lt = L1 * L2$
Resistencia de puesta a tierra para mallas cuadradas rectangulares (Resistencia de Sverak)	Rg	Ω	14,72	69,00	$Rg = \rho\left[\frac{1}{Lt}+\frac{1}{20*A}*\left\{1+\frac{1}{1+h*\sqrt{\frac{20}{A}}}\right\}\right]$
Resistencia de puesta a tierra con mejoramiento de suelo artifificial.	Rgm	Ω		6,90	
Cálculo de la elevación máxima de tensión para malla propuesta	Gpr	m	5.166,73	2.421,83	$Gpr = Rg * IeMag * 1000$
Punto de analisis 1: Si (Ecl-Gpr)>0, Se acepta Malla			**Malla no aceptada por criterio:Tensión de contacto Tolerable >**	**Se Acepta la Malla**	
Resultado C1			**No**	**Si**	
	Lp	m	40,00	8,00	$Lp = (L1 + L2) * 2$
	na		11,00	3,00	$na = \frac{2 * Lc}{Lp}$
	nb		1,00	1,00	$nb = \sqrt{\frac{Lp}{4*\sqrt{A}}}$
	nc		1,00	1,00	$nc = \left(\frac{L1*L2}{A}\right)^{\frac{0.7*A}{L1*L2}}$
	nd		11,00	3,00	$nd = na * nb * nc$
	Kh		1,22	1,22	$Kh = \sqrt{1+h}$
	Ki		2,27	1,09	$Ki = 0.644 + 0.148 * nd$
	Kii		0,57	0,30	$Kii = \frac{1}{(2*nd)^{\frac{2}{nd}}}$
	Km		(0,35)	0,47	$Km = \frac{1}{2\pi} * \left[ln\left[\frac{D^2}{16*h*dc}+\frac{(D+2*h)^2}{8*D*dc}-\frac{h}{4*dc}\right]+\frac{kii}{kh} * ln\left[\frac{8}{\pi*(2*nd-1)}\right]\right.$
Tensión inducida en la malla de diseño preliminar	Vmalla		(383,17)	1.585,92	
$Vmalla = \frac{\rho * IeMag * 1000 * Km * Ki}{Lc + \left[1{,}55 + 1{,}22 * \left(\frac{Lv}{\sqrt{L1^2+L2^2}}\right)\right] * N * Lv}$	Cumple criterio Tensión Malla Vmalla<Ecl			Cumple criterio Tensión Malla Vmalla<Ecl	
			Resultado C2	**Si Parcial**	**Si Parcial**
	Ks		0,85	0,69	$Ks = \left\|\frac{1}{\pi} * \left[\frac{1}{2*h}+\frac{1}{D+h}+\frac{1}{D} * \left(1-0{,}5^{nd-2}\right)\right]\right.$
Tensión de Paso	Vpaso		1.278,08	5.021,68	
$Vpaso = \frac{\rho * IeMag * 1000 * Ks * Ki}{0{,}75 * Lc + 0{,}85 * N * Lv}$	Cumple criterio Tensión de paso Vpaso<Epl			Cumple criterio Tensión de paso Vpaso<Epl	
			Resultado C3	**Si**	**Si**

Concepto prediseño:	**Concepto diseño:**	
Malla Aceptada	**Malla Aceptada**	

ANEXO K. Principios y objetivos de la coordinación de protecciones

Objetivos de la coordinación de protecciones.

Los sistemas de distribución de energía eléctrica, tal como lo expone Zapata[52] están directamente ligados a las cargas y, por lo tanto, estos sistemas juegan un papel muy importante en la confiabilidad percibida por los usuarios. El mejoramiento y optimización de los sistemas de protección permite, de manera muy efectiva reducir las interrupciones en el servicio.

De esta forma, "los objetivos de las protecciones contra sobre corriente en los sistemas eléctricos son los mismos en todas las áreas de la red de distribución"[53], por lo cual se enuncian:

- Asegurar que no exista riesgo para los usuarios ni para el personal de mantenimiento involucrado en manipular las redes.
- Prevenir el daño a los equipos que hacen parte de la red.
- Mantener la prestación del servicio de energía con el menor número de interrupciones posible[54].

Principios de la coordinación de protecciones.

Confiabilidad.

Un sistema de protección debe siempre operar correctamente, por ello, debe ser totalmente confiable, en este sentido Zapata, menciona que "la confiabilidad se refiere a la capacidad de la protección no solo de operar correctamente ante la

[52] ZAPATA CASTRILLÓN, William. Coordinación de protecciones en Sistemas de distribución de energía. Grupo EPM. Medellín, 2011.
[53] Ibíd; p.15.
[54] Ibíd; p.15.

presencia de una falla, sino de garantizar que no ocurran operaciones indeseadas para fallas externas a su zona de operación”[55].

En esto, la confiabilidad puede referirse de acuerdo a su interpretación que puede ser según Zapata[56] a:

- Seguridad
- Fiabilidad

En este sentido, “los sistemas de protección son, en conjunto, mecanismos y procedimientos que ayudan a que el sistema de distribución cuente con un buen nivel de confiabilidad”[57]; por lo tanto, las protecciones deben:

- Limitar la parte afectada por una falla por medio de la selectividad.
- Minimizar el tiempo requerido para restablecer la tensión en la red.
- Ser equipos que cuenten con sistemas de auto supervisión y autodiagnóstico, los cuales reducen la posibilidad de falla y de disparos indeseados.
- De ser posible, incorporar alguna forma de control automático con fin de restaurar la operación de la red[58].

Selectividad.

La selectividad en la coordinación de protectores “consiste en la capacidad del sistema de protección en aislar únicamente la porción del circuito que ha sido afectada por una falla. Los diferentes equipos de protección deben operar apropiadamente para que este procedimiento ocurra tan rápido como sea posible”[59].

[55] Ibíd; p.15.
[56] Ibíd; p.15.
[57] Ibíd; p.15.
[58] Ibíd; p.15
[59] Ibíd; p.16

En el ejercicio práctico, la selectividad consiste “en determinar los diferentes ajustes (umbrales y retardos) para los equipos de protección, de manera que asegure una coordinación en los tiempos de operación entre las protecciones aguas arriba y las protecciones aguas abajo”[60]. En los análisis se deben tener en cuenta las diversas fallas que se puedan producir en los diferentes puntos de la red, y así mismo verificar que cada tipo de falla debe ser solucionada, teniendo en cuenta dos dispositivos que aíslen o protejan la falla.

En este sentido, el análisis de selectividad debe incluir:

- La descripción de los criterios de operación de la red.
- El diagrama unifilar.
- Los valores esperados de corriente de cortocircuito.
- Las curvas de coordinación, diagramas de protección de fase y tierra.
- Hojas de datos técnicos de los equipos.
- Registro de los ajustes de cada dispositivo[61].

Sensibilidad

La sensibilidad se describe como la habilidad de la protección de operar confiablemente ante la menor condición de falla para la cual está programado o construido para operar. Por ejemplo, un relé de sobrecorriente debe operar ante la menor condición de falla esperada en el sistema

Velocidad

La velocidad es la habilidad de la protección de operar en el tiempo requerido. Esta característica mencionada por Zapata resalta que es de suma importancia, pues mantiene “relación directa con la cantidad de daño que puede producirse en los equipos, y en general en el sistema, debido a una falla, por lo que el objetivo

[60] Ibíd; p.16.
[61] Ibíd; p.16.

fundamental del sistema de protección es remover la falla tan rápido como sea posible”[62].

Diseño de la red

El diseño de la red puede ejecutarse teniendo en cuenta la satisfacción de las necesidades, así como lograr el objetivo de la red de distribución por medio de la ejecución de cuatro fases mencionadas por Zapata:

- Determinar los objetivos y confiabilidad requerida para las diferentes zonas y secciones del sistema.
- Basar el diseño de la red en las necesidades de potencia de las diferentes zonas geográficas.
- Definir un pal de protección especificando los criterios a utilizar y el análisis de selectividad.
- Asegurar que se logren los objetivos de confiabilidad del sistema[63].

FUNCIONES DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN SOBRECORRIENTES

Básicamente un Sistema de Protección Sobrecorrientes debe garantizar la operación al momento de las fallas en el SDL independientemente de sus orígenes y aislarla en caso de que sea permanente afectando al menor número de usuarios posibles o el menor tiempo en caso de recierres muy de la mano de los indicadores de calidad SAIDI y SAIFI establecidos en la resolución CREG 015 de 2018.

Entre otras funciones podemos enunciar; aislar fallas permanentes, minimizar el número de fallas permanentes y de salidas de los circuitos o ramales, minimizar el tiempo de localización de fallas, prevenir daños en los equipos, minimizar la probabilidad de caída de los conductores o líneas rotas y por último y no menos

[62] Ibíd; p.16.
[63] Ibíd; p.17.

importante minimizar los accidentes mortales que es uno de los principales objetivos del RETIE.

CONSECUENCIAS DE UNA FALLA

Al momento de las interrupciones del servicio de energía debemos clasificarlas en programadas y No Programadas. A esta última la podemos catalogar como falla; y las fallas pueden ser permanentes o temporales las cuales pueden alcanzar hasta un 80% de las fallas del SDL y sus redes de distribución aéreas.

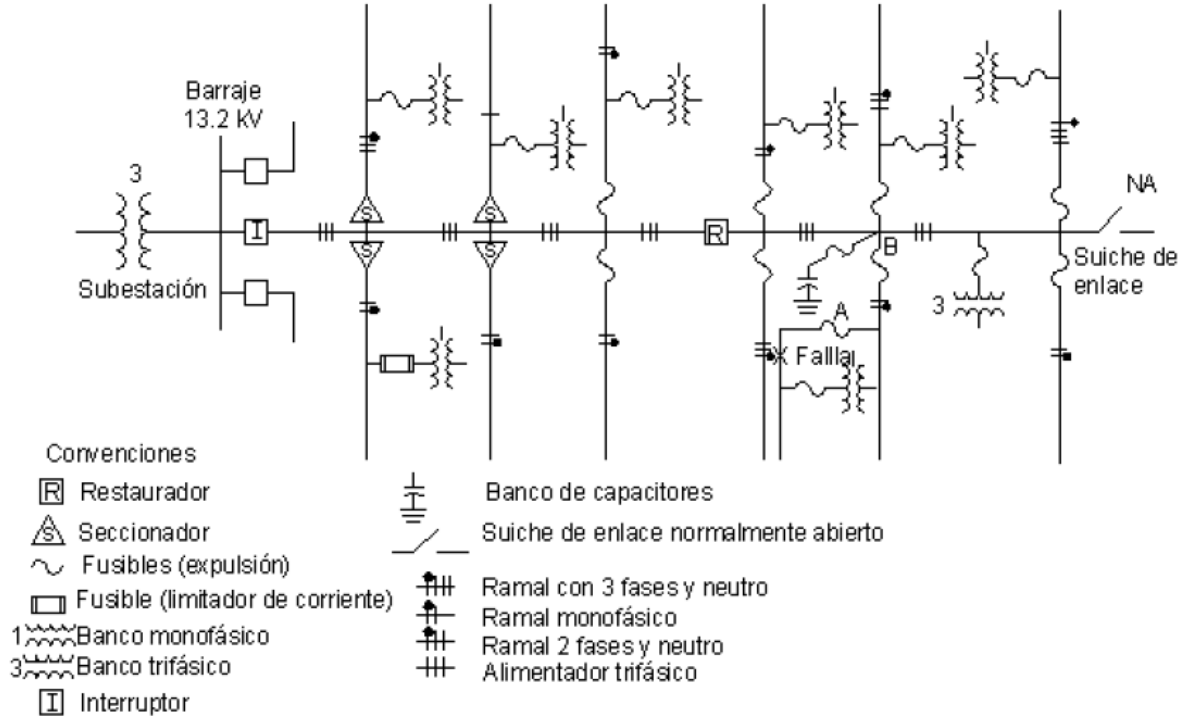
Las fallas temporales tienen un origen transitorio y pueden ser ocasionadas por una descarga atmosférica, ramas de los árboles que por efecto del viento hacen contacto con las redes de media o baja tensión, un objeto extraño como cometas o avifauna que producen un arco eléctrico que al ser despejado por las protecciones sin que se aféctenlos equipos o la continuidad del servicio.

Las fallas temporales sin una efectiva coordinación de protecciones pueden derivar en fallas permanentes o falla franca; Un ejemplo de ella es cuando se presentan descargas atmosféricas y se produce un flameo inverso en los aisladores produciendo perforación en su aislamiento convirtiéndose en una falla monofásica a tierra que representan hasta un 60% de este tipo de fallas conllevando a la interrupción del servicio de energía a los usuarios. También se puede nombrar líneas rotas por caída de árboles o cuando por efecto del viento se ligan o traslapan causando cortocircuitos que aumentan la temperatura y aunado a la tensión mecánica a que están expuestas las redes de distribución producen la rotura del conductor. Dentro del análisis que se viene realizando a la derivación FSW363 se detectó que se han presentado fallas que por su naturaleza son de origen transitorio convirtiéndose en fallas permanentes afectando el indicador SAIDI como se explicará más adelante.

PROTECCIÓN DE RAMALES O DERIVACIONES Y TRANSFORMADORES

Ramirez, en su libro Redes de distribuciòn de Energia, menciona que un "esquema de protección puede estar compuesto por el interruptor de potencia, un relé de protección, reconectadores, fusibles y seccionalizadores" [64], tal como se puede ver en al Figura 1:

Figura 1. Diagrama unifilar simplificado de un alimentador de distribución con los diferentes tipos de protección de sobrecorriente.



Fuente: Ramírez Samuel. Redes de distribución de energía[65].

[64] RAMÍREZ CASTAÑO, Samuel. Redes de Distribución de Energía. Universidad Nacional de Colombia. Tercera Edición. 2004; p.736
[65] Ibíd; p.736

Fusibles de distribución.

En fusibles de distribución según Ramírez, “la selección depende de la filosofía de protección que se aplique al sistema”[66]. Por ello, en la Tabla 1, se detalla las capacidades de los fusibles K, T, H y N.

Habitualmente, “los fusibles K (rápidos) desconectan al sistema de fallas en menos tiempo y coordinan mejor con los reconectadores”[67].

Tabla 1. Capacidad continua de corriente de fusibles de distribución tipos K, T, H, y N de estaño.

Fusible de Alta descarga	Corriente continua (A)	N° Nominal	Corriente continua (A)	EEI-NEMA K o T Nominal	Corriente continua (A)	EEI-NEMA K o T Nominal	Corriente continua (A)
1 H	1	25	25	6	9	40	60*
2 H	2	30	30	8	12	50	75*
3 H	3	40	40	10	15	65	95
5 H	5	50	50	12	18	80	120+
8 H	8	60	60	15	23	100	150+
		75	75	20	30	140	190
Nº Nominal		85	85	25	38	200	200
5	5	100	100	30	45		
8	8	125	125				
10	10	150	150				
15	15	200	200				
20	20						

* Solo cuando es usado en cortacircuitos de 100 o 200 A.

\+ Solo cuando es usado en cortacircuitos de 200 A.

Limitado por corriente de régimen continuo del cortacircuito.

Fuente: RAMÍREZ, Samuel. Redes de distribución de energía. Pág.744

Los fusibles T, son lentos y “soportan corrientes transitorias mayores (corrientes de arranque de motores, etc.) y coordinan mejor con otros fusibles de la misma clase o diferentes”[68]. De esta manera, teniendo en cuenta estas descripciones, se debe escoger el tamaño exacto del fusible que se requiere, por lo tanto, “se debe

[66] Ibíd; p.744.
[67] Ibíd; p.744.
[68] Ibíd; p.744.

considerar no sólo la máxima carga normal del lugar de la instalación sino la corriente de arranque y carga fría" [69]. En este caso, en la Tabla 2 se muestran los fusibles K y T teniendo en cuenta las normas NEMA y sus capacidades, los cuales pueden soportar una carga del 15 % de su valor nominal[70].

CRITERIOS DE SELECCIÓN DEL FUSIBLE PARA PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES

A continuación, se indican los criterios de selección del fusible para protección de transformadores que son tenidos en cuenta en CENS - EPM[71].

Alcance.

Los criterios establecidos como medios protectores de los transformadores monofásicos y trifásicos tienen aplicabilidad general para "fusibles de tipo: Expulsión, Limitador de corriente y Power Fuse[72].

Factores de aplicación.

Los factores que se describirán a continuación deben ser tenidos en cuenta para seleccionar el fusible "del lado primario de un transformador"[73].

Tensión nominal.

La tensión nominal, o "tensión ratada de diseño máxima del fusible primario del transformador debe ser igual o exceder la máxima tensión de operación línea – línea del sistema"[74].

---

[69] Ibíd; p.744.
[70] Ibíd; p.744.
[71] NORMAS TÉCNICAS CENS – EPM. Fusibles limitadores de corriente (FLC) para la protección de transformadores a instalar en celda de 13.2 KV; p.7.
[72] Ibíd, p.7.
[73] Ibíd; p.7.
[74] Ibíd; p.7.

Capacidad de interrupción.

La interrupción y su capacidad de un cortocircuito de un transformador "debe ser igual o mayor a la máxima corriente de corto circuito que puede ocurrir en dicho punto"[75].

Capacidad de sobrecarga.

Los fusibles "debe tener una capacidad de carga pico en emergencia que corresponda con los requerimientos operativos de la instalación. Es importante tener en cuenta que el fusible debe ser seleccionado para permitir, no para interrumpir, cargas pico. Este requerimiento puede implicar que el valor de corriente nominal escogido para el fusible sea mayor y, por lo tanto, el nivel de protección se vea reducido"[76].

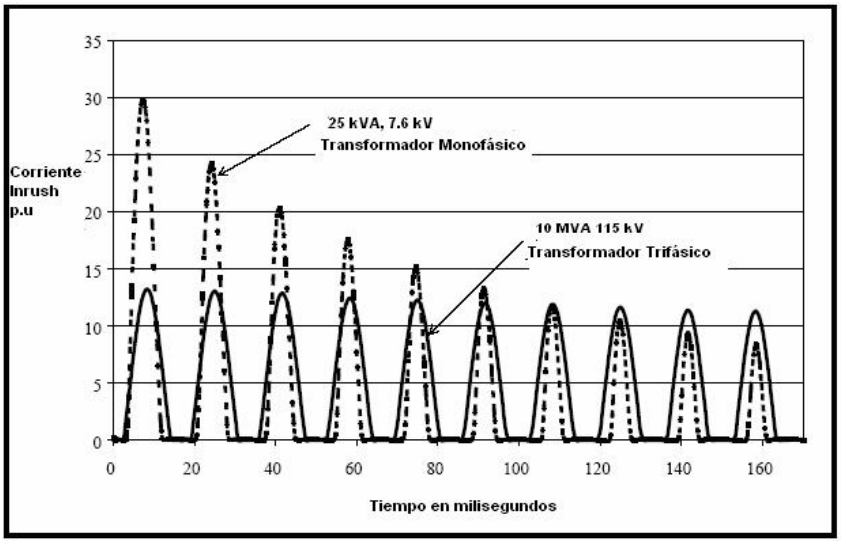
Soportabilidad a corriente Inrush de magnetización.

La energización de un transformador "presenta una corriente de excitación de corta duración, cuya magnitud estará definida por diferentes factores tales como: el flujo remanente en el núcleo del transformador, el punto de conexión en la onda de tensión, el equivalente de cortocircuito del sistema y la potencia del transformador[77].

De esta manera, la corriente debe soportarse a través del fusible sin utilizar; "debido a que varios de los parámetros que controlan su magnitud son aleatorios, el fusible debe ser dimensionado para soportar el peor caso"[78].

[75] Ibíd; p.7.
[76] Ibíd; p.7.
[77] Ibíd; p.8.
[78] Ibíd; p.8.

Figura 2. Corriente Inrush.



Fuente: Normas Técnicas CENS – EPM. Fusibles limitadores de corriente (FLC) para la protección de transformadores a instalar en celda de 13,2 KV[79].

Por lo tanto, "la corriente Inrush también depende de la capacidad del transformador y de la corriente de falla disponible" [80], puesto que las caídas de voltajes a través de las impedancias que atraviesan la fuente en los periodos de energización, la corriente Inrush se reducirá cuando el transformador se alimenta de una fuente débil comparada con una superior[81].

Inrush por arranques de carga en caliente (Hot Load Inrush).

Los fusibles deben ser el soporte cuando existe una energización de un transformador, que estando cargado sufre una desconexión transitoria y continua en una reenergización. En este caso, tal como muestra las normas técnicas de CENS - EPM "la corriente de magnetización tiene dos componentes: la corriente normal de energización del transformador más la corriente de energización de las

[79] Ibíd; p.8.
[80] Ibíd; p.8.
[81] Ibíd; p.8.

cargas conectadas. La capacidad del fusible de soportar está condición se denomina “capacidad de arranque de carga en caliente o Hot Load Pickup”[82].

En este caso, “el efecto integrado de calentamiento sobre el fusible del transformador como resultado de la corriente Hot Load es equivalente a una corriente con una magnitud entre 12 a 15 veces la corriente nominal del transformador para una duración de 0.1 segundos”[83]. En esta medida, al tener en cuenta las ventajas de la utilización de un fusible de menor capacidad puede llevarse a cabo si se cumplen los efectos mitigadores que se mencionan en la Norma Técnica CENS – EPM:

- La inrush de Hot Load es un fenómeno que no aplica para transformadores que sirven predominantemente cargas industriales.
- Al igual que con la corriente Inrush magnetizante, esta decrece con el tamaño del transformador[84].

Inrush por arranques de carga en frio (Cold Load Inrush).

Respecto a los Inrush por arranque en frio, son aquellas “sobrecorrientes de larga duración que se presentan debido a la pérdida de diversidad de la carga, posterior a una salida de servicio prolongada (30 minutos o más). Ocurre debido a la entrada en simultánea de cargas controladas termostáticamente, o que tienen ciclos de encendido y apagado aleatorios entre ellas”[85].

[82] Ibíd; p.9.
[83] Ibíd; p.9.
[84] Ibíd; p.9.
[85] Ibíd; p.9.

Estos criterios expuestos, permiten seleccionar la mejor forma de protección para la operacionalidad de los transformadores y con ello evitar las paradas repetitivas que han afectado el servicio a los usuarios del circuito PALDONJUANA y con ello cumplir con los estándares del comité de regulación.

COORDINACIÓN ENTRE FUSIBLES

La coordinación efectiva entre los fusibles permitirá aislar una falla en cualquier parte del circuito, evitando la interrupción en el servicio, pues “provocará la fusión del fusible más cercano al cortocircuito, aislando de esta forma la sección fallada”[86]

De hecho, una coordinación eficaz entre fusibles, no permitirá que ninguno de los fusibles más cercanos a la subestación se fundan “la coordinación de fusibles se basa en la coordinación de las curvas o características de fusión de tiempo corriente propias de cada tipo de fusible. Una curva tiempo – corriente muestra el tiempo requerido para que un determinado fusible se funda o aísle un circuito para el paso de distintas corrientes a través del fusible”[87]. Por ello, para establecer una coordinación acorde y evitar las fallas recurrentes es necesario atender una regla general la cual considera que “El tiempo de aclaración del fusible que sirve de protección principal no debe ser superior al 75% del tiempo de fusión mínima del fusible de respaldo”, esta aplicación absoluta generará una coordinación efectiva previniendo el daño del fusible de respaldo[88].

[86] Ibíd; p.11.
[87] Ibíd; p.11.
[88] Ibíd; p.11.