



UNIVERSIDAD JOSÉ CARLOS MARIÁTEGUI

VICERRECTORADO DE INVESTIGACIÓN

**FACULTAD DE INGENIERÍA Y
ARQUITECTURA**

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA

T E S I S

**PROTECCIÓN Y COORDINACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO
RURAL DE MEDIA TENSIÓN EN 22,9 KV, PARA MEJORAR
LA CALIDAD DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
DEL DISTRITO DE ICHUÑA – PROVINCIA GENERAL
SÁNCHEZ CERRO – REGIÓN MOQUEGUA,
AÑO 2016.**

PRESENTADO POR

BACHILLER ROQUE PAUCAR IVÁN WILSON

ASESOR:

MGR. JUVENAL ANTONIO QUISPE FLORES

PARA OPTAR TÍTULO PROFESIONAL DE

INGENIERO MECÁNICO ELÉCTRICO

MOQUEGUA – PERÚ

2018

CONTENIDO

PORTADA	Pág.
Página de jurados.....	i
Dedicatoria.....	ii
Agradecimientos.....	iii
Contenido.....	iv
ÍNDICE DE TABLAS.....	viii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	x
ÍNDICE DE ECUACIONES.....	xiv
ÍNDICE DE APÉNDICE.....	xv
RESUMEN.....	xvi
ABSTRACT.....	xvii
INTRODUCCIÓN.....	xviii

CAPÍTULO I

PROBLEMA DE LA INVESTIGACIÓN

1.1. Descripción de la realidad del problema.....	1
1.2. Definición del problema.....	2
1.2.1. Problema general.....	2
1.2.2. Problemas específicos.....	2
1.3. Objetivos de la investigación.....	3
1.3.1. Objetivo general.....	3
1.3.2. Objetivos específicos.....	3
1.4. Justificación.....	3
1.5. Alcances y limitaciones.....	4
1.5.1. Alcances.....	4
1.5.2. Limitaciones.....	5
1.6. Variables.....	6
1.6.1. Operacionalización de variables.....	6
1.7. Hipótesis de la investigación.....	7

1.7.1. Hipótesis general.....	7
1.7.2. Hipótesis derivadas.....	7

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes de la investigación.....	8
2.2. Bases teóricas.....	11
2.2.1. Generalidades.....	11
2.2.2. Importancia de los sistemas de protección.....	12
2.2.3. Objetivos del sistema de protección.....	13
2.2.4. Función principal del sistema de protección.....	13
2.2.5. Propiedades de los sistemas de protección.....	14
2.2.5.1. Sensibilidad.....	14
2.2.5.2. Selectividad.....	15
2.2.5.3. Rapidez.....	15
2.2.5.4. Economía y simplicidad.....	16
2.2.6. Consideraciones básicas para un sistema de protección.....	17
2.2.6.1. Causas y fallas.....	17
2.2.7. Clases y fallas.....	18
2.2.7.1. Fallas transitorias.....	18
2.2.7.2. Fallas permanentes.....	18
2.2.8. Función de un sistema de protección.....	19
2.2.9. Protección de redes de distribución.....	19
2.2.9.1. Ramal principal.....	20
2.2.9.2. Ramal secundario.....	21
2.2.9.3. Racimos.....	22
2.2.10. Concepto de protecciones atmosféricas.....	22
2.2.11. Descargas atmosféricas.....	23
2.2.12. Características de las descargas atmosféricas.....	27
2.2.12.1. Conductos de descarga.....	27

2.2.12.2. Duración de la descarga.....	28
2.2.12.3. Magnitudes de corriente.....	29
2.2.13. Nivel Isocerámico.....	30
2.2.14. Equipos de protección.....	32
2.2.14.1. Elementos de protección en líneas de distribución.....	33
2.2.14.2. Elementos de protección en sobretensión.....	34
2.2.14.3. Elemento de protección de sobrecorriente.....	40
2.2.15. Coordinación de dispositivos de protección en redes de distribución.....	47
2.2.16. Criterios de coordinación de protecciones.....	48
2.2.16.1. Coordinación selectiva.....	48
2.2.16.2. Coordinación fusible – fusible.....	49
2.2.17. Métodos de apantallamiento.....	62
2.2.17.1. Método de Burgsdorf – Kostenko.....	63
2.3. Definición de términos.....	68

CAPÍTULO III

MÉTODO

3.1. Tipo de la investigación.....	71
3.2. Diseño de la investigación.....	71
3.3. Población y muestra.....	72
3.4. Descripción de instrumentos para recolección de datos.....	72
3.4.1. Procedimiento de recolección de datos.....	72
3.4.2. Técnicas para el procesamiento y análisis de datos.....	73

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

4.1. Presentación de resultados.....	74
4.2. Contrastación de hipótesis.....	144
4.3. Discusión de resultados.....	145

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. Conclusiones.....	149
5.2. Recomendaciones.....	150
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	151
APÉNDICE.....	154
MATRIZ DE CONSISTENCIA.....	160
INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS.....	169
AUTORIZACIÓN PARA LA PUBLICACIÓN.....	000

ÍNDICE DE TABLAS

Contenido de tablas	Pág.
Tabla 1. Operacionalización de las variables.....	6
Tabla 2. Duración de la descarga simple.....	29
Tabla 3. Rango de corrientes de descarga.....	30
Tabla 4. Coeficiente isocerámico.....	32
Tabla 5. Características de protección de los pararrayos.....	36
Tabla 6. Resultado de coordinación.....	55
Tabla 7. Coordinación de fusible tipo T.....	58
Tabla 8. Coordinación de fusible tipo H – tipo T.....	59
Tabla 9. Coordinación de fusible tipo K.....	60
Tabla 10. Coordinación de fusible tipo H – tipo K.....	61
Tabla 11. Características climatológicas del Distrito de Ichuña.....	77
Tabla 12. Cantidad de interrupciones de energía eléctrica.....	79
Tabla 13. Índice de interrupciones según el tipo de reporte.....	81
Tabla 14. Tipo de interrupciones de energía eléctrica.....	82
Tabla 15. Horas de interrupción del servicio de energía eléctrica.	83
Tabla 16. Horas de interrupción mensual del servicio de energía eléctrica.....	84
Tabla 17. Cantidad de interrupciones y horas fuera de servicio - semestre I.....	86
Tabla 18. Cantidad de interrupciones y horas fuera de servicio - semestre II.....	87
Tabla 19. Tolerancias de calidad de suministro del SER.....	88
Tabla 20. Cantidad anual de horas e interrupciones por descargas atmosféricas...	89
Tabla 21. Cantidad de horas de interrupción de energía eléctrica – semestre I....	90

Tabla 22. Cantidad de horas de interrupción de energía eléctrica – semestre II...	91
Tabla 23. Consumo de energía eléctrica anual.....	93
Tabla 24. Consumo de energía eléctrica semestre I.....	94
Tabla 25. Consumo de energía eléctrica semestre II.....	95
Tabla 26. Cantidad de usuarios afectados por interrupción de energía eléctrica...	97
Tabla 27. Interrupciones registradas según el tipo de evento.....	98
Tabla 28. Compensación del sistema de energía eléctrica del Distrito de Ichuña.	99
Tabla 29. Resultado de interrupciones por el Método Burgsdorf – Kostenko.....	105
Tabla 30. Comparación de porcentaje por compensación sin/con implementación del M.A.....	111
Tabla 31. Resumen del cálculo de flujo de potencia.....	128
Tabla 32. Resumen de coordinación de fusible – fusible.....	136

ÍNDICE DE FIGURAS

Contenido de figuras	Pág.
Figura 1. Ramal de la línea Ubinas – Ichuña.....	20
Figura 2. Derivaciones del ramal Ubinas – Ichuña.....	21
Figura 3. Fotografía de capas de nubes.....	24
Figura 4. Presencia de nubes con carga.....	24
Figura 5. Separación de cargas en el interior de la nube.....	25
Figura 6. Visualización de descarga atmosférica.....	26
Figura 7. Mapa Isoceráunico del Perú.....	31
Figura 8. Pararrayos autovalvulares.....	35
Figura 9. Efecto de la cantidad de hilo de guarda en línea.....	37
Figura 10. Angulo de apantallamiento.....	38
Figura 11. Porta fusible tipo L.....	42
Figura 12. Fusible de enlace sencillo.....	43
Figura 13. Fusible de enlace doble.....	44
Figura 14. Curva de tiempo de disparo del fusible.....	46
Figura 15. Diagrama unifilar de fusibles en cascada.....	47
Figura 16. Protecciones de corriente máxima en el sistema de distribución.....	49
Figura 17. Coordinación entre fusible – fusible.....	49
Figura 18. Curva de operación del fusible de figura.....	50
Figura 19. Circuito para la coordinación por el método CsTc.....	53
Figura 20. CsTc de operación de los fusibles en el ejemplo.....	54

Figura 21. Amplitud máxima de corriente de rayo.....	66
Figura 22. Ubicación geográfica del Distrito de Ichuña.....	75
Figura 23. Ubicación del departamento de Moquegua - Distrito de Ichuña.....	76
Figura 24. Diagrama anual de horas e interrupciones por descargas atmosféricas..	90
Figura 25. Diagrama de horas de interrupción de energía eléctrica – semestre I..	91
Figura 26. Diagrama de horas de interrupción de energía eléctrica – semestre II.	92
Figura 27. Comparación total en horas de interrupción de energía eléctrica.	92
Figura 28. Diagrama de consumo de energía eléctrica anual.....	94
Figura 29. Diagrama de consumo de energía eléctrica – Semestre I.....	95
Figura 30. Diagrama de consumo de energía eléctrica – Semestre II.....	96
Figura 31. Comparación de consumo de energía eléctrica – Semestre I – II.....	96
Figura 32. Costo de compensaciones de los años 2014 al 2016.....	100
Figura 33. Compensación de costos por semestres – año 2016.....	101
Figura 34. Antecedentes de costos por compensación por interrupciones SER sin el M.A., comparado con la implementación del M.A.....	109
Figura 35. Comparación de costos por compensación sin/con implementación del M.A.....	110
Figura 36. Explicación grafica de la reducción del monto por compensación Usando el M.A.....	111
Figura 37. Ingreso al Software Neplan.....	113
Figura 38. Creación de nuevo proyecto.....	113
Figura 39. Pantalla de trabajo del proyecto.....	114
Figura 40. Iconos para equivalente de red.....	115
Figura 41. Datos de equivalente de red.....	115

Figura 42. Visualización de equivalente de red.....	116
Figura 43. Instalación de barra 33 Kv.....	116
Figura 44. Datos de barra de 33 Kv.....	117
Figura 45. Instalación de Transformador.....	117
Figura 46. Datos de Transformación.....	118
Figura 47. Instalación de la barra 22,9 kv.....	118
Figura 48. Datos de la barra 22,9 kv.....	119
Figura 49. Selección de la carga.....	119
Figura 50. Visualización del icono de la carga.....	120
Figura 51. Datos de la carga.....	120
Figura 52. Instalación de la línea de MT.....	121
Figura 53. Datos de la línea de MT.....	121
Figura 54. Instalación de Fusible.....	122
Figura 55. Datos de Fusible.....	122
Figura 56. Datos técnicos del fusible.....	123
Figura 57. Selección del tipo de fusible.....	123
Figura 58. Instalación del nodo.....	124
Figura 59. Diagrama unifilar SER de Ubinas – Ichuña, elaborado con Neplan...	125
Figura 60. Análisis de flujo de potencia del SER de Ubinas – Ichuña.....	126
Figura 61. Ventana para la ejecución de tabla de resultados.....	127
Figura 62. Ventana de tablas de resultados.....	127
Figura 63. Resultados del flujo de potencia.....	128
Figura 64. Cortocircuito del nodo 2.....	129
Figura 65. Cortocircuito del nodo 3.....	129

Figura 66. Cortocircuito del nodo 4.....	130
Figura 67. Cortocircuito del nodo 5.....	130
Figura 68. Cortocircuito del nodo 6.....	131
Figura 69. Cortocircuito del nodo 7.....	131
Figura 70. Cortocircuito del nodo 8.....	132
Figura 71. Coordinación fusible FS-02 – FS-03.....	133
Figura 72. Coordinación fusible FS-03 – FS-04.....	133
Figura 73. Coordinación fusible FS-04 – FS-05.....	134
Figura 74. Coordinación fusible FS-05 – FS-06.....	134
Figura 75. Coordinación fusible FS-06 – FS-07.....	135
Figura 76. Coordinación fusible FS-07 – FS-08.....	135
Figura 77. Curva fusible FS-01 – FS-02.....	136
Figura 78. Curva fusible FS-02 – FS-03.....	137
Figura 79. Curva fusible FS-03 – FS-04.....	138
Figura 80. Curva fusible FS-04 – FS-05.....	139
Figura 81. Curva fusible FS-05 – FS-06.....	140
Figura 82. Curva fusible FS-06 – FS-07.....	141
Figura 83. Curva fusible FS-07 – FS-08.....	142
Figura 84. Curva tiempo – corriente.....	143
Figura 85. Matriz de consistencia.....	167

ÍNDICE DE ECUACIONES

Contenido de ecuaciones	Pág.
Ecuación 1. Cálculo de número de fallas.....	63
Ecuación 2. Número total de descargas atmosféricas.....	63
Ecuación 3. Densidad de descarga a tierra.....	64
Ecuación 4. Probabilidad de falla de apantallamiento del hilo de guarda.....	64
Ecuación 5. Probabilidad de corriente de retorno de rayo.....	65
Ecuación 6. Corriente crítica de flameo.....	66
Ecuación 7. Impedancia del conductor ante el frente de la onda atmosférico.....	67
Ecuación 8. Radio por efecto corona del conductor.....	68
Ecuación 9. Tasa de salida.....	68
Ecuación 10. Compensación por interrupciones.....	106
Ecuación 11. Factor de magnitud de los indicadores de calidad de suministro..	106
Ecuación 12. Energía teóricamente no suministrada a los clientes.....	106

ÍNDICE DE APÉNDICE

Contenido de apéndice	Pág.
Apéndice A1. Solicitud de información a Gerencia Regional de Energía y Minas.....	153
Apéndice A2. Solicitud de información a Electrosur S.A.....	154
Apéndice A3. Listado de suministros.....	155
Apéndice A4. Reporte de interrupciones eléctricas.....	163
Apéndice A5. Línea de media tensión 22,9 kv de la S.E. Ubinas al Distrito de Ichuña.....	166

RESUMEN

El presente trabajo de investigación denominado “Protección y coordinación del sistema eléctrico rural de media tensión en 22,9 kv, para mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica del Distrito de Ichuña – provincia General Sánchez Cerro – Región Moquegua, año 2016” tiene como objetivo optimizar la protección y coordinación del sistema eléctrico rural de media tensión en 22,9 kv, para mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica del Distrito de Ichuña – Provincia General Sánchez Cerro – Región Moquegua, año 2016; el cual a la fecha viene siendo afectado debido a las interrupciones por descargas atmosféricas ocasionadas por diversos factores como; la densidad de impactos de rayo, la altura de la línea aérea del cable de guarda y las diferentes distancias mínimas que caracterizan a una línea de media tensión. Al respecto, se realizó y evaluó los componentes como: la coordinación mediante fusibles en la troncal para una mayor protección y coordinación usando .herramientas adicionales como el uso de un software, habiendo utilizado el programa *Neplan V.5.5.5*, para la simulación correspondiente en la troncal de la línea de media tensión Ubinas – Ichuña.

Palabras clave: Apantallamiento, descargas atmosféricas, cable de guarda y troncal.

ABSTRACT

This research work entitled "Protection and coordination of the medium voltage rural electrical system in 22,9 kv, to improve the quality of the electric power service of the district of Ichuña - General Sanchez Cerro province - Moquegua region, 2016" aims to optimize the protection and coordination of the medium voltage rural electrical system in 22,9 kv, to improve the quality of the electric power service of the Ichuña district - General Sánchez Sanchez province - Moquegua region, 2016; which to date is being affected due to interruptions by atmospheric discharges caused by various factors such as; the density of lightning strikes, the height of the overhead cable line and the different minimum distances that characterize a medium voltage line. In this regard, the components were realized and evaluated as: the coordination by means of fuses in the backbone for a greater protection and coordination using additional tools such as the use of a software, having used the program Neplan V.5.5.5, for the corresponding simulation in the trunk of the medium voltage line Ubinas - Ichuña.

Key words: Shielding, atmospheric discharges, guard wire and backbone.

INTRODUCCIÓN

En los tres (03) últimos años, se han presentado gran cantidad de cortocircuito de la línea de transmisión en media tensión 22,9 kv del sistema eléctrico rural afectando a usuarios del Distrito de Ichuña por las continuas interrupciones y/o fallas, y en su actualidad se ha perdido la continuidad y selectividad del sistema de protección, provocando interrupciones al alimentador.

Asimismo, ocurrió la fusión de equipos de protección como los fusibles, formando un arco eléctrico ocasionando diversas explosiones continuas, ya que algunos fusibles no poseen la capacidad necesaria para realizar una adecuada interrupción.

En este contexto, el objetivo principal del presente trabajo de investigación es plantear una adecuada protección y coordinación del sistema eléctrico de media tensión en el Distrito de Ichuña, para el caso de interrupciones por cortocircuito y así asegurar la continuidad en los alimentadores; para ello, se trabajó con un Software Neplan V5.5.5., para el análisis de coordinación y selectividad el cual nos facilitara herramientas para su realización.

En este sistema de protección y coordinación se incluye el cálculo de apantallamiento para el cable de guarda, la simulación de la coordinación de fusible – fusible, y la verificación de la cantidad de horas de interrupciones en los equipos de protección, y su coordinación en las protecciones eléctricas. Obteniendo

resultados que serán de gran utilidad y nos brindaran una opción de solución al problema.

La Empresa Electrosur S.A. se ve en la necesidad de compensar a los usuarios afectados por las interrupciones eléctricas, específicamente el servicio de mantenimiento eléctrico realizado por el Gobierno Regional Moquegua, que actualmente no dan una solución para disminuir las interrupciones en sus alimentadores, así que fue necesario un estudio de nivel de protección y coordinación de cortocircuito para optimizar la confiabilidad y continuidad del servicio eléctrico rural.

Iván Wilson Roque Paucar

CAPÍTULO I

PROBLEMA DE LA INVESTIGACIÓN

1.1. Descripción de la realidad del problema

Actualmente, la Empresa del sistema de Distribución Eléctrica Electrosur S.A. en el ámbito en su concesión de la ciudad de Moquegua, tiene diferentes problemas referidos a la protección y coordinación del sistema eléctrico, no solo en la ciudad de Moquegua sino también en la zona rural *-específicamente en la Provincia General Sánchez Cerro-*, de la línea primaria de media tensión 22,9 kv., del Distrito de Ichuña, presentando una deficiente calidad de servicio de energía eléctrica por las constantes interrupciones y tiempo de reposición de energía en horas, ya que especialmente en las redes aéreas no se cuenta con una adecuada protección, tan solo con fusibles y seccionadores bajo carga manual, los cuales no cumplen los requerimientos de control a distancia y no funcionan adecuadamente, lo que conlleva a una deficiente calidad del servicio de energía eléctrica por el número de interrupciones del suministro eléctrico que normalmente se generan en los meses de noviembre, diciembre, enero, febrero y marzo por anomalías meteorológicas a consecuencia de las fuertes lluvias, nevadas, vientos y descargas atmosféricas

constantes que afectan el sistema eléctrico rural, causando una gran deficiencia y baja calidad del servicio eléctrico perjudicando a población beneficiaria con la línea primaria de media tensión en el Distrito de Ichuña de la Provincia General Sánchez Cerro, Región Moquegua.

1.2. Definición del problema

1.2.1. Problema general

¿Se podrá optimizar la protección y coordinación del sistema eléctrico rural de media tensión en 22,9 kv, para mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica del Distrito de Ichuña – Provincia General Sánchez Cerro – Región Moquegua, año 2016?

1.2.2. Problemas específicos

¿Se podrá optimizar la protección del sistema eléctrico rural de media tensión en 22,9 kv, para mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica del Distrito de Ichuña – Provincia General Sánchez Cerro – Región Moquegua, año 2016?

¿Se podrá optimizar la coordinación del sistema eléctrico rural de media tensión en 22,9 kv, para mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica del Distrito de Ichuña – Provincia General Sánchez Cerro – Región Moquegua, año 2016?

1.3. Objetivos de la investigación

1.3.1. Objetivo general

Optimizar la protección y coordinación del sistema eléctrico rural de media tensión en 22,9 kv, para mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica del Distrito de Ichuña – Provincia General Sánchez Cerro – Región Moquegua, año 2016.

1.3.2. Objetivos específicos

Optimizar la protección del sistema eléctrico rural de media tensión en 22,9 kv, para mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica del Distrito de Ichuña – Provincia General Sánchez Cerro – Región Moquegua, año 2016.

Optimizar la coordinación del sistema eléctrico rural de media tensión en 22,9 kv, para mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica del Distrito de Ichuña – Provincia General Sánchez Cerro – Región Moquegua, año 2016.

1.4. Justificación

Actualmente, el servicio de energía eléctrica es inestable por las elevadas altitudes que atraviesa la línea de media tensión en 22,9 kv, dejando sin servicio a los pobladores que utilizan la energía eléctrica ya sea en media y baja tensión por la inadecuada y/o falta de protección y coordinación.

Mediante este proyecto de investigación lo que se quiere es mejorar el servicio de energía eléctrica garantizando el servicio continuo, adecuado, confiable y de calidad a la población con el fin de reducir compensaciones por parte de la empresa distribuidora y el pago de multas a la entidad fiscalizadora que es el *Organismo Superior de la Inversión en Energía y Minería* (OSINERGMIN) por la mala calidad del Servicio Eléctrico Rural (SER), para ello se debe contar con un sistema de protección acorde al avance tecnológico.

Consecuentemente, el presente trabajo de investigación se justifica en la necesidad de determinar si la calidad de servicio de energía eléctrica a los usuarios del Distrito de Ichuña – Provincia General Sánchez Cerro – Región Moquegua, es ocasionada por la falta de protección y coordinación del sistema eléctrico rural de media tensión 22,9 kv en dicho sector, como para ello proponer las posibles soluciones y lograr superar a corto y mediano plazo las deficiencias en el Sistema eléctrico Rural (SER) brindado a diversos sectores.

1.5. Alcances y limitaciones

1.5.1. Alcances

Se analizará la viabilidad técnica y económica del sistema eléctrico rural de media tensión en 22,9 kv, para el Distrito de Ichuña, de modo de utilizar la mejor parte técnica y económica.

En el presente trabajo de investigación se presentará los resultados detallados de cada uno de los componentes y sus planos correspondientes según la protección y coordinación realizados en la zona para Distrito de Ichuña.

Para la comprobación de los cálculos se utilizará el *Software Neplan V.5.5.5.* para la coordinación y el análisis de selectividad, en cualquier punto del sistema eléctrico de la línea de media tensión; una vez introducidos los datos de configuración necesarios para el cálculo, consideramos para ello la demanda máxima y mínima del sistema eléctrico.

Con la realización de este diseño, se tiene información detallada acerca como mejorar la coordinación de protección del sistema eléctrico de la línea de media tensión del Distrito de Ichuña y tener una selectividad de los dispositivos de protección, de las actuales redes de distribución de red primaria.

1.5.2. Limitaciones

El principal factor que influyó adversamente sobre el cumplimiento de los objetivos planteados en este trabajo de investigación es la falta de información sobre diferentes equipos de protección y coordinación, ya que no cuentan actualmente en el sistema eléctrico rural de media tensión en 22,9 kv, del Distrito de Ichuña, no registran ningún tipo reporte o información la concesionaria de la línea de media tensión, como cuadros estadístico y/o reporte por la cantidad de interrupciones presentadas ya sea interrupciones programadas e interrupciones no programadas,

demanda por lectura de consumo a los usuarios afectados por la interrupción de energía eléctrica causada por fenómenos climatológicos (lluvias, nevada, vientos, descargas atmosféricas), tiempo de reposición de la energía eléctrica del sistema en horas y consumo por lectura para su demanda.

Asimismo, en algunos casos no cuentan información detallada al respecto (en particular los elementos fusibles, características de conductores, potencia de transformadores de distribución y cargas instaladas; todos en gran número) no carece además de datos precisos sobre los equipos de protección instalados en la línea de media tensión 22,9 kv, que brinda el servicio eléctrico rural al Distrito de Ichuña y además no cuentan con buen acceso de ingreso para las movilidades a diferentes puntos de la línea de media tensión.

1.6. Variables

1.6.1. Operacionalización de variables

Tabla 1

Operacionalización de las variables.

Variable	Definición conceptual	Unidad de medida	Escala
Protección y coordinación	Componentes y equipos de un sistema eléctrico que permiten reducir el número de salidas en fijado en horas del sistema ante una falla.	Horas	Continua
Calidad del servicio	Continuidad del servicio eléctrico a los clientes expresado en la venta del consumo de energía y compensaciones por el servicio.	Soles	Continua

Fuente: Elaboración propia.

1.7. Hipótesis de la investigación

1.7.1. Hipótesis general

Es posible optimizar la protección y coordinación del sistema eléctrico rural de media tensión en 22,9 kv, para mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica del Distrito de Ichuña – Provincia General Sánchez Cerro – Región Moquegua, año 2016?

1.7.2. Hipótesis derivadas

Es posible optimizar la protección del sistema eléctrico rural de media tensión en 22,9 kv, para mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica del Distrito de Ichuña – Provincia General Sánchez Cerro – Región Moquegua, año 2016?

Es factible optimizar la coordinación del sistema eléctrico rural de media tensión del 22,9 kv, para mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica del Distrito de Ichuña – Provincia General Sánchez Cerro – Región Moquegua, año 2016?

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes de la investigación

El mantenimiento del sistema eléctrico rural que se realiza en el distrito Ichuña de la provincia de Mariscal Nieto de la Región Moquegua, se encuentra fuera del área de concesión de ELECTROSUR S.A., siendo indispensable el mantenimiento preventivo y correctivo de los componentes que forman la ficha de mantenimiento realizada por el Gobierno Regional de Moquegua; con la finalidad de aumentar la confiabilidad del sistema eléctrico, disminuyendo los cortes de servicio de energía eléctrica ocasionados por las interrupciones programadas y no programadas.

Con la ejecución de la referida Ficha de Mantenimiento se dio una de las condiciones para la calificación del SER (Sistema Eléctrico Rural), y así poder hacer la transferencia a la Empresa Concesionaria de Electrosur S.A. para su comercialización, operación y mantenimiento correspondiente acorde a la normativa de la Ley de Electrificación Rural.

La obra se ejecutó por el Gobierno Regional Moquegua y los Gobiernos Locales de los distritos de Ubinas, Chojata, Lloque, Yunga e Ichuña entre los años 2004 al 2006, quedando la responsabilidad del mantenimiento a los distritos usuarios del servicio y el Gobierno Regional Moquegua como ejecutor de la mayoría de las obras por encontrarse la obra fuera del lugar de la empresa concesionaria de distribución de energía eléctrica.

En el año 2009 se ejecutó el primer mantenimiento de manera muy limitada de presupuesto, con la finalidad de invertir en temporada de lluvia y rehabilitar el sistema eléctrico, con un financiamiento de S/ 100 000,00.

En el año 2011 se realizó el segundo mantenimiento contemplando el cambio de estructuras deterioradas, cambio de pararrayos y mantenimiento de pozos a tierra, identificándose el mal estado de la base de los postes de madera (putrefacción de la base) del tramo Ubinas – Torata, por el monto de S/ 389 573,75, liquidándose dicho mantenimiento en el año 2012.

Durante el año 2012 se realizó la ejecución de la ficha de mantenimiento encontrándose observaciones para realizar mantenimiento preventivo y correctivo a lo largo de la línea primaria según corresponda; observaciones que no pudieron ser ejecutadas por la ficha de mantenimiento del 2012 debido al costo que este generaría en materiales y mano de obra. Para subsanar las observaciones encontradas por los técnicos que trabajaron con el ingeniero residente de la ficha de mantenimiento del 2012.

En el año 2013 se elaboró y aprobó la ficha de mantenimiento del pequeño sistema eléctrico rural Chojata, Lloque, Yunga y parte baja de Ubinas e Ichuña de la Provincia General Sánchez Cerro, Región Moquegua, que permitirá el cambio de postes en el tramo de Ubinas anexo de Torata, producto de la evaluación del año 2011, siendo el monto total de la ficha de mantenimiento S/ 693 813,90, mantenimiento que fue ejecutado el año 2015.

Las acciones de mantenimiento correctivo y preventivo se ejecutaron durante los años 2007 a 2009, 2010 y 2012, mantenimientos que ayudaron a mantener operativa -hasta la fecha- el servicio de energía eléctrica a los pobladores de los cinco distritos.

En el tramo 01 entre las localidades de Ubinas y San Cristóbal de Torata, el acceso que llega al vértice 07 de la línea primaria no está óptima para el ingreso de movilidad para poder realizar el mantenimiento preventivo y correctivo según corresponda por lo que se recomienda realizar el adecuado mantenimiento para facilitar el acceso.

La descarga del rayo sobre cualquier cable conductor, en las líneas eléctricas o conductores de conexión a tierra provocan interrupciones que se caracterizan por su corta duración, crecimiento rápido y valores de cresta muy elevados (varios cientos de kv).

La descarga de un rayo se propaga en un radio de varios kilómetros y su dispersión en la tierra eleva su potencial, induciendo fuertes sobretensiones en los cables subterráneos y aumentando la tensión en las tomas de tierra.

En los sectores elevados por donde atraviesa la línea primaria se han deteriorado los conductores por lo que los esfuerzos han deteriorado los accesorios de los armados tales como aisladores, pernos, crucetas de madera y riostras.

2.2. Bases teóricas

2.2.1. Generalidades

Para el presente estudio de protecciones y coordinación en del sistema eléctrico del Distrito de Ichuña de la Provincia General Sánchez Cerro, Región Moquegua, primeramente debemos entender y familiarizarnos con las redes de distribución existentes y nodos de operación en el SER.

Como todo servicio de energía eléctrica se requiere ser eficiente, económica, confiable, de calidad permanente, etc. y, este servicio de protección es una de sus características; la protección se entiende de brindar seguridad a zonas determinadas y su finalidad es de prevenir efectos y consecuencias que podrían ocasionar pérdidas económicas y técnicas mayores.

En la actualidad el Sistema Eléctrico está sujeto a fallas y disturbios, mayormente está provocado por efectos atmosféricos, falla de equipos o por una manipulación inadecuada de los equipos para su operación correspondiente.

La mayor cantidad de fallas en sistemas de distribución, transmisión y generación son por los disturbios se debe a la falta del desarrollo e inversión en la empresa concesionaria, debido a la separación y extensión de redes y líneas primarias. Asimismo, es importante acotar que existe la necesidad de efectuar un estudio de la protección y coordinación en sistemas de distribución, sobre los cuales la inversión económica es baja; asimismo, resulta necesario implementar planes estratégicos para el crecimiento ya que las fallas han producido un mayor retraso en la reposición del sistema eléctrico, y así tendrían que impulsar mayores inversiones a largo plazo, para afrontar la problemática referente a la calidad de servicio de energía eléctrica.

2.2.2. Importancia de los sistemas de protección

La protección es una parte esencial de los SEP. En los sistemas eléctricos de distribución, la protección tiene como función principal evitar la destrucción de todos los equipos o dispositivos conectados entre sí, durante la ocurrencia de fallas que podrían iniciarse de un modo simple y posteriormente extenderse sin control en cadena. El sistema de protección debe aislar solamente la parte donde se produjo la falla, perturbando lo menos posible al resto del alimentador.

2.2.3. Objetivos del sistema de protección

En un sistema de protección, se deben tener en cuenta los siguientes objetivos principales:

- Proteger en efecto a las personas y equipos.
- Minimizar fallas sobre las líneas y equipos.

2.2.4. Función principal del sistema de protección

La función primordial del SEP es causar la rápida expulsión del servicio en el momento que soporta un *cortocircuito* o, en el momento en que dicho sistema se aplica de manera anormal. Además de lo mencionado, existe una función secundaria que consiste en indicar la localización y el tipo de falla.

La otra función del sistema de protección, es la desconexión automática del equipo que ha experimentado una falla en el sistema o régimen anormal en la operación, con la finalidad de disminuir daños y rehuir que la operación normal del sistema sea afectada. La protección es fundamental y es parte principal del sistema de automatización del sistema eléctrico de potencia contra las averías, y su importancia en instalaciones eléctricas de potencia, radica en su operación continua, ya que sin ella sería imposible.

La protección como tercera función, es dar información del tipo y ubicación de la falla o régimen anormal que aconteció, con la finalidad de posibilitar al personal su rápida ubicación y eliminación.

2.2.5. Propiedades de los sistemas de protección

Ante las fallas internas y/o externas que pudieran presentarse durante la puesta en marcha de un servicio, el funcionamiento de las propiedades de los sistemas de protección se basa en la operación para las aludidas fallas; éstas propiedades de los sistemas de protección fueron implementadas y desarrolladas para resolverlas o, para regímenes normales o anormales de operación del sistema eléctrico, superando los inconvenientes del sistema de distribución eléctrica.

Para alcanzar un correcto sistema de protección, se debe tener en cuenta las siguientes propiedades:

2.2.5.1. Sensibilidad.

Para dotar a un sistema de protección de esta característica es necesario saber que es de gran importancia la sensibilidad. Ramírez Alanís (2005) afirma lo siguiente:

- Establecer para cada tipo de protección las magnitudes mínimas necesarias que permiten distinguir las situaciones de falla de las situaciones normales de operación.

- Establecer para cada una de las magnitudes necesarias las condiciones límite que separan las situaciones normales de operación (P. 6).

2.2.5.2. Selectividad.

La selectividad es de gran importancia ya que es la capacidad que adquiere la protección para así poder determinar la zona de falla y lograr una posible desconexión en el elemento que está dañado.

Ramírez Alanís (2005) afirma que “En los casos en que las protecciones si son sensibles a fallas ocurridas fuera de su área de vigilancia, la selectividad puede lograrse, por ejemplo, mediante un adecuado ajuste de condiciones y tiempos de actuación en coordinación con el resto de protecciones relacionados” (P. 7).

2.2.5.3. Rapidez.

Tiene como principal característica el tiempo de acción del mecanismo en cada una de las protecciones, y así poder interrumpir el paso de la corriente y lograr el aislamiento de la línea o el equipo que se implementó para su protección. Para un sistema de distribución cada protección tiene un determinado tiempo de disparo de 2 o 3 segundos. Ramírez Alanís (2005) afirma que, “un despeje óptimo de la falla no exige que todas las protecciones que la detectan actúen de forma inmediata” (p. 9). En función de esta característica las protecciones se clasifican en:

- Protecciones instantáneas.
- Protecciones de tiempo diferido o con retraso en el tiempo.

2.2.5.4. Economía y simplicidad.

Para instalar una protección debe existir una debida justificación, esto es por motivos técnicos y por motivos económicos.

Proteger una línea es muy importante, pero adquiere mayor importancia impedir que las consecuencias de la falla alcancen a las instalaciones alimentadas por la línea o que éstas queden fuera de servicio.

Tal como lo afirma Ramírez Alanís (2005), el sistema de protección es una pieza clave del SEP, que a su vez permite:

- Impedir que la falla se extienda a través del sistema y alcance a otros equipos e instalaciones provocando un deterioro de la calidad y continuidad del servicio.
- Reducir los costos de reparación del daño.
- Reducir los tiempos de permanencia fuera de servicio de equipos e instalaciones (p.9).

Asimismo, debemos tener en cuenta que la valorización económica en un sistema de protección no deberá solamente restringirse a un elemento a proteger,

que para ello debemos tener en cuenta las consecuencias a futuro que implicarían un mal funcionamiento de cualquier elemento de protección a utilizar.

Debemos recordar que una protección o sistema de protección tiene la gran finalidad de evitar complejidades redundantes, ya que su funcionamiento depende de las propiedades, por lo que estas serían una de sus principales fuentes de riesgo.

2.2.6. Consideraciones básicas para un sistema de protección

Sí existiera un nuevo diseño que posibilite construir un nuevo sistema eléctrico con un equipo de protección adecuado, se podría prever fallas y sobrecargas por descargas atmosféricas. Generalmente, la mayor parte de las fallas, se da cuando un sistema eléctrico no cuenta con una protección instalada, pues esta no puede ser levantada económicamente.

2.2.6.1. Causas de las fallas.

- Sobrecargas por las descargas atmosféricas.
- Sobrecarga originada por el Suicheo y a la Ferroresonancia.
- Rotura de estructuras (postes, conductores y aisladores) originados por maquinaria pesada, vandalismo, precipitaciones fluviales y entre otros.
- Deterioro del aislamiento provocados por aves, roedores, etc.
- Incendios.
- Error en cálculos de conductores y equipos en mal estado.

2.2.7. Clases de fallas

2.2.7.1. Fallas transitorias.

Son las fallas que pueden ser despejadas antes de que ocurran serios daños, esto porque dichas fallas se autodespejan o por la operación de dispositivos de despeje de falla que funcionan rápidamente para prevenir los daños. Ejemplos: arcos en la superficie de los aisladores que se inician por las descargas atmosféricas, balanceo de conductores y contactos momentáneos de ramas de árboles con los conductores.

La mayoría de las fallas en líneas aéreas son de carácter temporal porque se autodespejan o porque actúan las protecciones de sobrecorriente; sin embargo, pueden volverse permanentes si es que no se despejan rápidamente.

2.2.7.2. Fallas permanentes.

Las fallas permanentes son las que persisten a pesar de la velocidad a la cual el circuito es desenergizado o el número de veces que el circuito es desenergizado. Así por ejemplo: cuando dos o más conductores desnudos en un sistema aéreo entran en contacto debido a rotura de conductores, crucetas o postes; los arcos entre fases pueden causar fallas permanentes, ramas de árboles sobre la línea, etc.

En sistemas subterráneos la mayor cantidad de fallas son permanentes ya que la desconexión, a pesar de la velocidad de desenergización, no restaurará la fortaleza del aislamiento del equipo fallado (cable, equipo de interrupción, transformadores u otros) al nivel que resista la reaplicación del voltaje normal de 60 Hz.

El aislamiento del cable falla por sobrevoltajes y roturas mecánicas, los mismos que son ejemplos de fallas permanentes en sistemas subterráneos.

2.2.8. Función de un sistema de protección

- Disminuir la cantidad de salidas constantes y fallas permanentes.
- Disminuir la posibilidad de ruptura del conductor.
- Disminuir el tiempo de ubicación de las fallas.
- Disminuir la posibilidad en fallas de disruptiva.
- Disminuir los riegos.
- Evitar daños a los equipos.
- Aislar las fallas continuas.

2.2.9. Protección de redes de distribución

El problema actual referente a protección de los sistemas eléctricos de distribución sigue alcanzando una gran importancia por el crecimiento continuo de nuevas redes eléctricas, y a su vez la exigencia de un nuevo suministro de energía a los usuarios brindando una calidad del servicio de energía eléctrica cada vez de mejor.

Las redes de distribución son catalogadas por su tensión normal si es mayor de 1 Kv y menor igual a 33 Kv. Ahora bien, para realizar una operación correcta de la protección y mantenimiento de la misma, mencionamos las partes que se deben tener en cuenta:

2.2.9.1. Ramal principal.

Conocida como línea troncal, estas son conocidas así porque la línea parte de una subestación y a su vez están totalmente protegidas por un reconectador, por lo cual se compone por un eje eléctrico de la zona geográfica que abarca la línea de distribución.



Figura 1. Ramal de la línea Ubinas – Ichuña.

Fuente: Elaboración propia.

2.2.9.2. Ramal secundario.

Son líneas que se desprenden del ramal o troncal de la línea 22,9 kv, también conocida como derivación y cuenta con un elemento adicional de protección como: reconector de línea, fusibles tipo expulsión y seccionalizadores.

En la figura observamos el ramal o troncal y sus derivaciones de la S.E. Ubinas al Distrito de Ichuña – Provincia General Sánchez Cerro, Región Moquegua

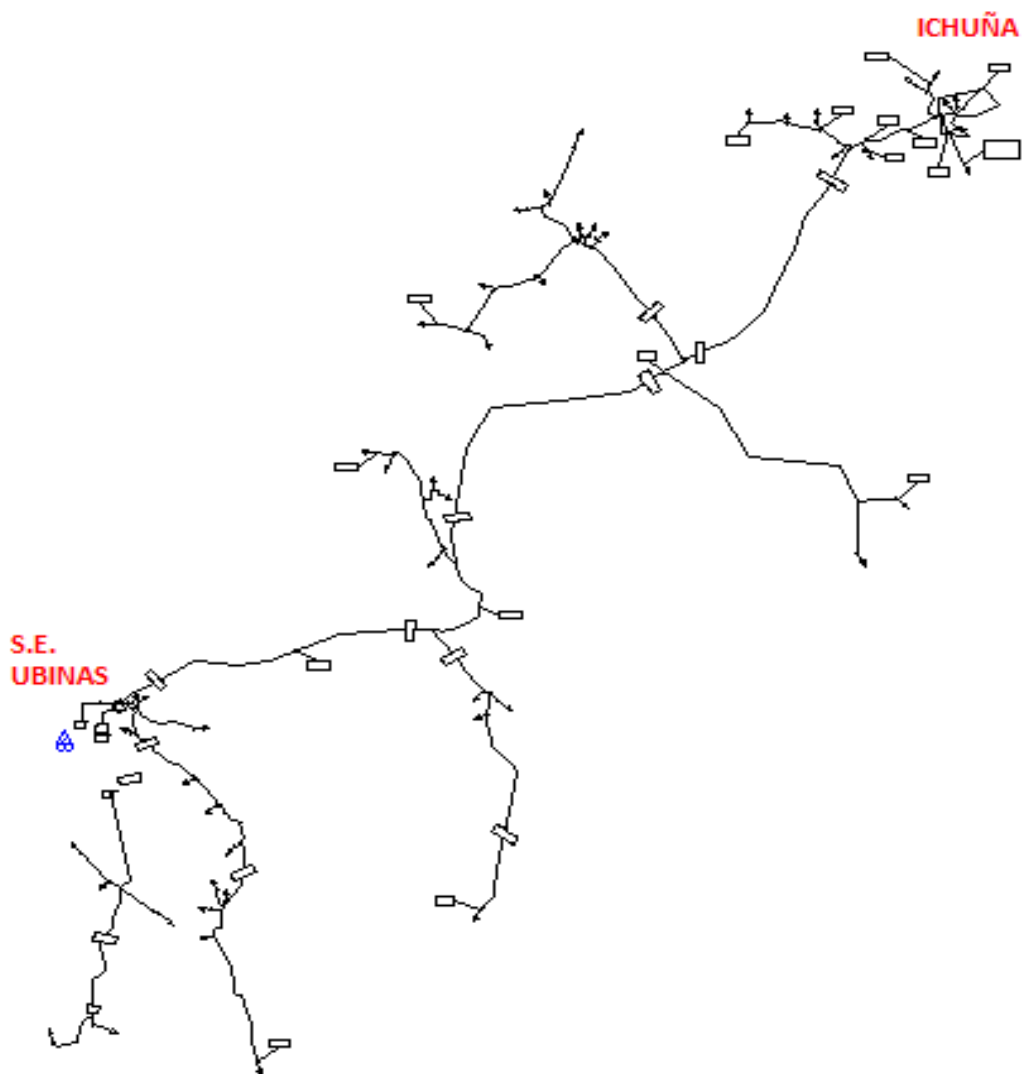


Figura 2. Derivaciones del ramal Ubinas – Ichuña.

Fuente: Elaboración propia.

2.2.9.3. Racimos.

Son líneas de un ramal secundario que a la vez desprenden otras líneas que están instaladas en agrupaciones por transformadores monofásicos de distribución.

2.2.10. Concepto de protecciones atmosféricas

Los sistemas de energía eléctrica están expuestos a la intemperie y por ello a las descargas de rayos que dan lugar a sobrevoltajes.

Estos sobrevoltajes se originarán por descargas directas de los rayos en algún aparato de la línea o por descargas indirectas a objetos cercanos, desde los cuales se transfieren al sistema por efecto inductivo o capacitivo.

Los sobrevoltajes en las líneas originados por rayos serán proporcionales a la impedancia según su característica y la magnitud de la corriente de descarga del rayo.

La metodología aplicable para hacer mínimo los efectos de los rayos implica:

- a. Utilización de cable de guarda.
- b. Conexión a tierra de las instalaciones.
- c. Estudio de un dispositivo de un sistema de protección.

- d. La importancia de un cable de guarda es asegurar que la descarga atmosférica no termine en el conductor de fase, sino en éste, que está conectado a tierra.
- e. Selección de un cable de guarda como dispositivo de protección de las líneas frente a descargas atmosféricas corresponderá a lo siguiente:
 - Ángulo de protección.
 - Verificar su comportamiento de la corriente de corto circuito.
 - Verificar su comportamiento mecánico.

2.2.11. Descargas atmosféricas

Las descargas atmosféricas, más conocidas como rayos, por la carga de un campo eléctrico que está compuesta entre nube y tierra o entre nube a nube.

Las descargas atmosféricas en la actualidad juegan un papel interesante ya que mantienen un balance dinámico entre las capas superiores de la atmósfera y de la superficie terrestre. Machaca (2017) nos habla que “Benjamín Franklin el principal científico de la era moderna en estudiar el fenómeno no solo del origen y carga de la nube, sino en las alternativas de protección contra estos fenómenos (p.34).

Hay que tener en cuenta que no todas las nubes producen rayo, esto se debe, a que la atmósfera con un cielo sin tormentas hace que las cargas estén distribuidas uniformemente lo que conlleva a ser una carga neutra, si el caso fuera con tormenta

eléctrica y las nubes interiormente están con carga se podrá decir que se separan, para el caso de querer formar una tormenta eléctrica con la finalidad de tener claro el proceder de la tormenta se acude al modelo más usado en una distribución bipolar en la nube con un puñado de cargas positivas en el tope y, por otro lado, las cargas negativas estarán en la base.



Figura 3. Fotografía de capas de nubes.

Fuente: Elaboración propia.



Figura 4. Presencia de nubes con carga.

Fuente: Elaboración propia.

Hay varias teorías que involucran qué papel tiene el campo eléctrico terrestre en la generación de las cargas; sin embargo, aquí se detalla la relacionada con la precipitación y la convección de partículas dentro de la nube, básicamente, debido a una alta actividad de convección con corrientes fuertes ascendentes y descendentes en la atmósfera -que involucra la transferencia de calor-, se van formando nubes con gran desarrollo vertical, conocidas como cúmulos-nimbos, que provocan gotas de gran tamaño, las cuales no pueden ser mantenidas por las corrientes ascendentes, sino que por gravedad descienden e interaccionan con las partículas de menos tamaño que vienen en ascenso. Producto de esta interacción se produce la separación de cargas, en la que las partículas de mayor tamaño se cargan negativamente y continúan el descenso, y las de menor tamaño se cargan positivamente y se dirigen hacia arriba.

A continuación observamos la representación de la separación de cargas en lo interno de la nube.

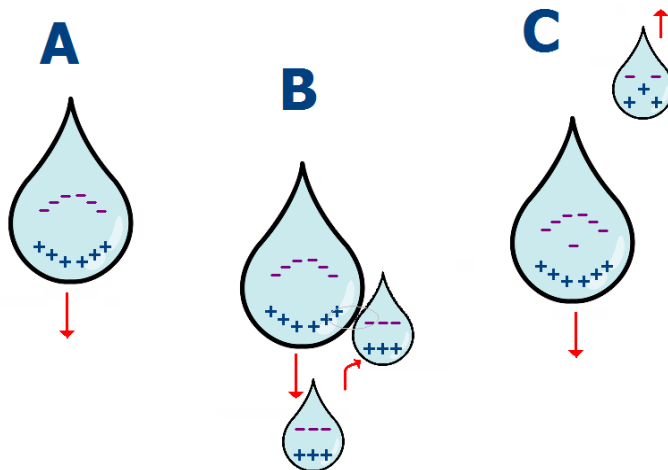


Figura 5. Separación de cargas en el interior de la nube.

Fuente: Valverde, 2010.

Cuando la carga negativa de la nube que está en su parte inferior se puede decir que es lo suficientemente fuerte como para imponer resistencia del aire, esto se dará un flujo de cargas negativas de nube a tierra y de cargas positivas de tierra hacia las nubes, por lo general a través de un poste de AT, MT, edificio, entre otros que se encuentre en un punto muy elevado.

A las descargas atmosféricas se conoce como rayo o relámpago, ya que este fenómeno natural es visible para el ser humano; sin embargo, las múltiples descargas atmosféricas que se dan no son visibles, pues consta de tres o cuatro en intervalos de centenas de milisegundos; así podemos apreciar el siguiente gráfico:



Figura 6. Visualización descarga atmosférica.

Fuente: Valverde, 2010.

Referente a las descargas atmosféricas debemos tener en cuenta que, la densidad de descargas atmosféricas (N_g), está dado por el número de descargas por unidad de área y por año para cualquier región geográfica, la densidad de descarga atmosférica se toma como dato a largo plazo y deberíamos considerar también las

variaciones por las precipitaciones fluviales (climáticas), que se presentan anualmente y pueden influir en el valor de (Ng). Es importante que los parámetros influyan en el diseño de las nuevas instalaciones, proporcionando datos de gran utilidad para él, esto es, el número de descargas, comportamiento histórico de las descargas atmosféricas en determinadas regiones y como es de suponer el rendimiento, como los daños probables de las líneas, ocasionando interrupciones continuas del servicio de energía eléctrica que, como ya lo advertimos, están relacionadas con la presencia de las descargas atmosféricas en las instalaciones.

2.2.12. Características de las descargas atmosféricas

En este proyecto de investigación daremos a entender los efectos del rayo, para así obtener conocimiento referente a ellos, como se origina y la probabilidad de que ocurra, ya que están expuestos a diversos fenómenos naturales. Los términos más catalogados para dar mención a este fenómeno son los que se mencionan a continuación:

2.2.12.1. Conductos de descarga.

Ramírez (2003), nos dice que” El conducto de descarga que es imperceptible para el ojo; arranca en la nube como una perforación eléctrica. Esta a su vez establece la trayectoria descendente de la descarga entre la nube y la tierra; el conducto usualmente sigue la dirección de la más alta concentración de gradiente de voltaje

en pasos sucesivos, estos pasos en zig-zag son de aproximadamente 60 yardas en un tiempo de 30 a 90 μ s vacilantes entre pasos (p.555).

Cuando los ductos de descarga van con dirección a la tierra, los iones negativos prosperan hacia abajo a lo largo del trayecto conductor y los iones positivos inician a escalar (descarga de retorno), cuando la descarga y la carga de retorno se chocan, llegándose a establecer la conexión de nube – tierra y la energía de la nube llega a ser descargada en la tierra; esta descarga de energía es considerada como la descarga visible más conocida como rayo.

2.2.12.2. Duración de la descarga.

Las descargas prácticamente tienen una duración menor a 220 μ s. se ha estimado la onda de corriente es del tipo 8 x 20 μ s., la cual es tolerable a la proximidad. Tendremos en cuenta que algunas descargas cuentan con una alta corriente de descarga. Relativamente, algunas descargas cuentan con una elevada corriente de descarga en transitorios períodos de tiempo; estas descargas originan efectos explosivos. Otras descargas duran escasos ciento de μ s., con corrientes de descarga menores a 1 000 A.

Comúnmente este tipo de descarga atmosférica llamada rayo llega a producir grandes incendios, etc. teniendo en cuenta que muchas descargas son una combinación de ambas.

En la siguiente tabla se muestran datos estadísticos de la duración de descarga reportada de una industria.

Tabla 2

Duración de la descarga simple.

Duración de una descarga simple (μs)	%
>20	96
>40	57
>60	14
>80	5
Tiempo promedio = 43 μs	

Fuente: Ramírez, 2003.

Como podemos observar en la tabla, Ramírez (2003) afirma que: “la energía de un rayo no es tan grande como aparenta ya que su duración de la onda es muy corta, para entender mejor pondremos de ejemplo una onda de 43 μs solamente dura el 26 % de la duración de un solo ciclo de AC a 60 Hz.” (p.556).

2.2.12.3. Magnitudes de corriente.

Las medidas de corriente de descarga sobre los últimos años muestran que las corrientes de descarga caen en un determinado rango. (Ramírez, 2003, p.556).

A continuación mostraremos el rango de corrientes de descarga los cuales se muestran de la siguiente manera:

Tabla 3

Rango de corrientes de descargas.

El 5 %	Extendieron los 90 000 A.
El 10 %	Extendieron los 90 000 A.
El 20 %	Extendieron los 90 000 A.
El 50 %	Extendieron los 90 000 A.
El 70 %	Extendieron los 90 000 A.

Fuente: Ramírez, 2003.

2.2.13. Nivel isoceraúnico

El nivel isoceraúnico de un determinado lugar está representado por los días de tormenta que aparecen al año por kilómetro cuadrado y por año, donde el mapa ceraúnico representa la zona o país y así determinar los niveles de riesgo provocados por las descargas atmosféricas.

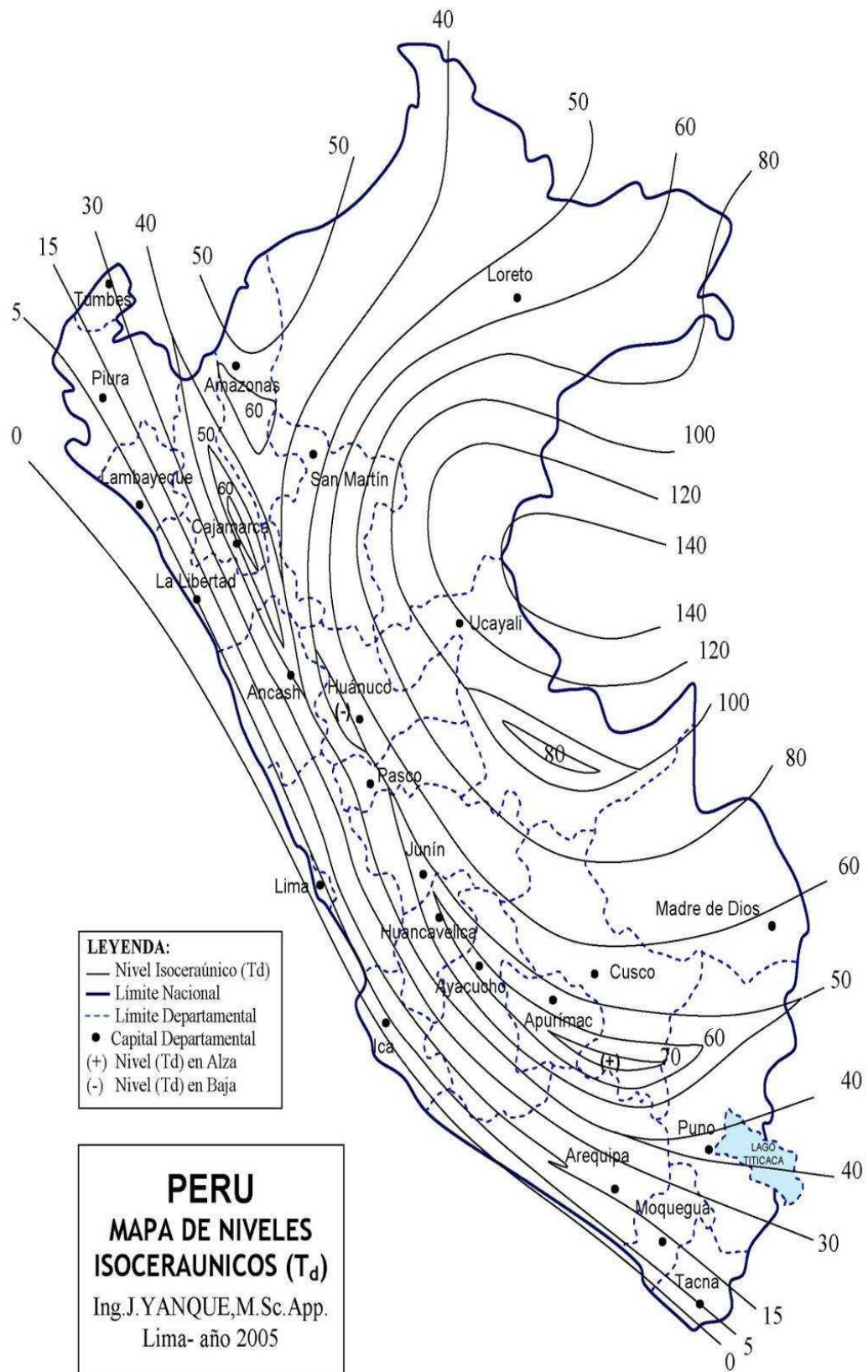


Figura 7. Mapa Isoceraúnico del Perú.

Fuente: Echeverria, 2012.

El mapa isoceráunico del Perú contiene en la actualidad datos satelitales, información continental, registros dispersos compatibilizados con la geografía y ortografía territorial; destacando las siguientes zonas ecológicas de hábitat natural como si muestra en a continuación:

Tabla 4

Coefficientes Isoceraúnicos.

Lugar	Altitud (m)	Nivel Isoceraúnico (Td)
Sierra de la baja altitud hacia el litoral o pie de monte	Hasta 2 000	20
Sierra de media altitud	2 000 – 3 500	40
Sierra de gran altitud	3 500 m – más	50
Microclimas de alta cota e interandinos	-	De 40 – 70
Zona yunga, valles altos	1 000 – 2 000	60
Selva baja o plana	Hasta 800	120
Selva alta o accidentada	800 – 1 500	80
Costa norte Ecuatorial	Hasta 1 000	15
Costa Centro – sur	Hasta 1 000	0

Fuente: Machaca, 2017.

2.2.14. Equipos de protección

Como sabemos, las líneas de distribución se encuentran expuestas a varios tipo de perturbaciones de tipo atmosféricos, para lo cual resulta necesario utilizar diferentes elementos o equipos que protejan a las personas que interaccionan con ellas y que a su vez protejan los equipos que las componen.

Asimismo, no se debe obviar en la puesta a tierra, la cual tiene como principal objetivo que al presentarse condiciones de falla proporcione un camino, conexión o conexiones de baja resistencia a tierra, protegiendo de esta forma no solo a las personas sino también al equipo conectado, de todas aquellas corrientes

de falla o las originadas por fenómenos transitorios; así por ejemplo las descargas atmosféricas.

Es importante mencionar los elementos protectores en la línea, los cuales tienen como función principal garantizar la seguridad del sistema, ayudando a mantener con un normal funcionamiento la línea.

Por otro lado, cuando hablamos de tipos de falla principales, nos estamos refiriendo a los disturbios o perturbaciones en un sistema de distribución de media tensión, los mismos que están relacionados con corrientes de corto circuito, durante fallas simétricas o asimétricas, las cuales se ocasionan por descargas atmosféricas, en las que los principales elementos de protección son el hilo de guarda y el pararrayos, y es sobre el hilo de guarda o también llamado cable de guarda que se centrará el siguiente proyecto, abordando en primer orden -en forma breve- el funcionamiento y utilización de estos dos dispositivos.

2.2.14.1. Elementos de protección en líneas de distribución.

Las líneas de distribución de energía eléctrica tienen elementos de protección para sobrecorriente y sobretensión, cuya primordial función es aislar automáticamente una parte de la red de distribución cuando se presenta una falla o sobrecarga, conduciendo a tierra el voltaje con un valor mayor al máximo permitido, evitando así que se origine algún daño o que se interfiera con el normal funcionamiento del resto del sistema de distribución.

2.2.14.2.Elementos de protección en sobretensión.

En una red de distribución de energía eléctrica, la sobretensión puede originarse mediante descargas atmosféricas que directamente incidan en los conductores de línea o por inducción al incidir cerca o en el cable de guarda; de igual modo, la red de distribución experimenta sobretensiones por inesperadas y significativas pérdidas significativas, así por ejemplo tenemos la quema de un fusible o la apertura automática de un reconectador. Por su parte, cuando en un sistema se presentan eventos de baja frecuencia, provocan también sobretensiones de duración de algunos ciclos.

Para eliminar los efectos de las sobretensiones en las instalaciones y en la carga alimentada, se usan pararrayos que conducen a tierra la corriente producida por la onda de tensión.

a. Pararrayos.

Son dispositivos eléctricos que se constituyen por una serie de elementos resistivos no lineales que limitan la amplitud de las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas, operaciones no previstas de interruptores o cortocircuitos y eventos de frecuencia baja.

Para que los pararrayos se consideren efectivos en la protección contra sobretensiones deben tener ciertas características, y estas son: a) Comportarse como

un aislador mientras la tensión aplicada no exceda el valor de tensión máxima de servicio, b) convertirse en conductor cuando el voltaje supera el valor de máxima tensión de servicio de operación y, c) conducir a tierra la corriente que fue producida por la onda de sobretensión.

Los pararrayos más utilizados para la protección contra sobretensiones en redes de distribución son los autovalvulares equipados con resistencias de óxidos metálicos de característica extremadamente no lineal y exento de descargadores. En condiciones normales de funcionamiento, esto es, aplicando la tensión normal de la línea, estos pararrayos conducen a tierra una corriente de miliamperios, que puede ser tolerada de forma permanente. Al aumentar la tensión, el valor de la resistencia disminuye muy rápido, conduciendo a tierra la sobretensión. Al no llevar explosores de aire actúa más rápido, consiguiéndose asimismo mayor margen de protección.

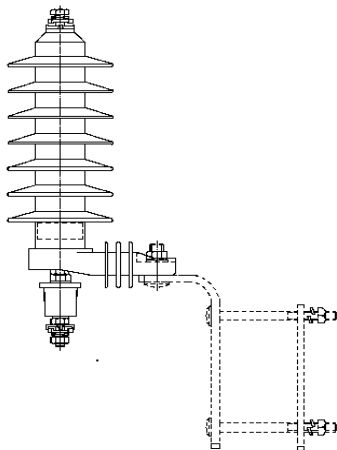


Figura 8. Pararrayos autovalvulares

Fuente: Elaboración propia.

Los pararrayos autovalvulares para distribución presentan características eléctricas y físicas, resumiendo las más importantes a continuación:

Tabla 5*Características de protección de los pararrayos.*

Rango de tensión (KV - rms)		Niveles de protección - Rangos de la industria			
Tensión nominal	Mcov	Fow		Tensión de descarga (8/20 μ s)	
		5 KA	10 KA	5 KA	10 KA
3	2,55	11,2 - 17	13,5 - 17	10,2 - 16	9,1 - 16
6	501	22,3 - 25,5	26,5 - 35,3	20,3 - 24	18,2 - 25
9	7,65	33,5 - 36	26,5 - 35,3	30 - 33,5	21,7 - 31,5
10	8,4	36 - 37,2	29,4 - 39,2	31,5 - 33	24,5 - 35
12	10,2	44,7 - 50	35,3 - 50	40,6 - 44	32,1 - 44
15	12,7	54 - 58,5	42 - 59	50,7 - 52	35,9 - 52
18	15,3	63 - 67	51 - 68	58,0 - 60,9	43,3 - 61
21	17	73 - 80	57 - 81	64 - 75	47,8 - 75
24	19,5	89 - 92	68 - 93	81,1 - 83	57,6 - 83
27	22	94 - 100,5	77 - 102	87 - 91,1	65,1 - 91
30	24,4	107 - 180	85 - 109,5	94,5 - 99	71,8 - 99
36	29	125	99 - 136	116	83,7 - 125

Fuente: Elaboración propia .

b. Cable de guarda.

Los cables de guarda o hilos de guarda son cables sin tensión que se colocan en la parte más alta en las redes se conectan a la misma estructura metálica en cada torre; estos cables de guarda se utilizan en líneas de transmisión de alta, media y hasta baja tensión; y, tienen varias finalidades, como: generar un equipotencial de tierra en todo el trazado de la línea, rebajando al mínimo la resistencia de tierra, pues con el cable se unen todas las torres y por defecto se unen todas las tomas de tierra del trazado; asimismo, sirve para intentar captar el rayo durante las tormentas y conducirlo a tierra, dado que los rayos alcanzan magnitudes considerables que llegan a afectar los componentes del sistema de potencia.

Al respecto, es importante resaltar que el principal objetivo del cable de guarda consiste en proteger la línea contra rayos y así evitar que los mismos lleguen a la línea. Además, a fin de determinar la mejor ubicación de los cables de guarda existen varios criterios, siendo uno de los más populares, el brindado por Schwaiger, quien afirma que el apantallamiento que ofrece uno o varios hilos guarda se determina por un arco de radio igual a la altura del hilo sobre el suelo.

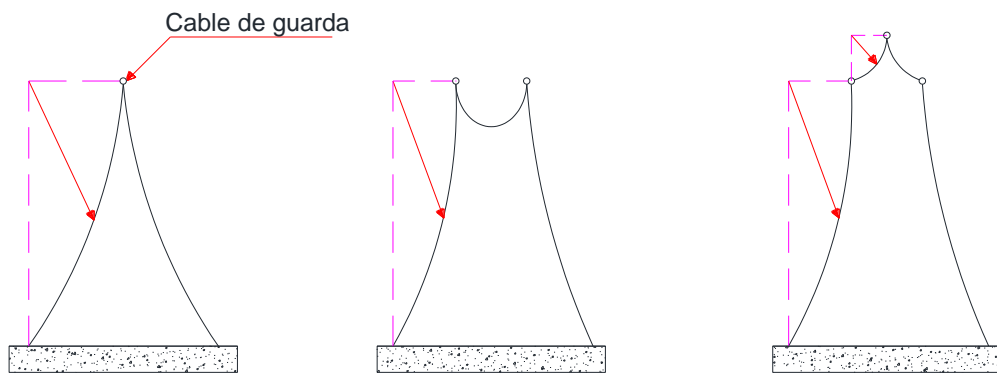


Figura 9. Efecto de la cantidad de hilos guarda en línea.

Fuente: Valverde, 2010.

Valverde (2010) afirma que “Otro criterio corresponde al ángulo de protección que se forma entre el hilo guarda y los conductores, el cual sugiere un ángulo menor de 40° o 30° entre ambos (pp.25-26).

La ventaja de este criterio es que requiere alturas menores que las requeridas bajo el criterio de los radios del arco.

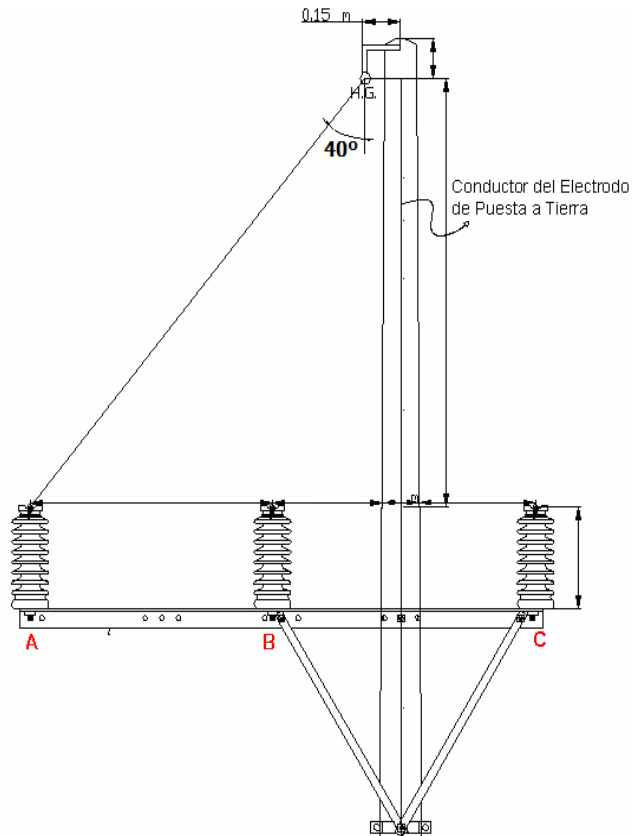


Figura 10. Ángulo de apantallamiento

Fuente: Valverde, 2010.

➤ **Funciones del cable de guarda.**

Dentro de las funciones que podemos resaltar tenemos:

- a. Proteger conductores de fase, logrando ello al interceptar descargas atmosféricas directas.
- b. Evitar el pico de onda de voltaje, mediante la distribución de la corriente inyectada en dos o más trayectorias.
- c. Reducir el inducido sobre los conductores por descargas a pozos a tierra cercanos.

➤ *Protección con cable de guarda de líneas de distribución.*

Los cables o hilos de guarda son conductores conectados directamente a tierra y ubicados sobre los conductores de fase para lograr interceptar las descargas tipo rayo, las mismas que podrán caer directamente sobre las fases. En este tipo de sistema de protección, la corriente de la descarga -tipo rayo- es desviada a tierra mediante una línea de tierra en el poste. A fin de lograr mayor efectividad, el cable de guarda debe tener su puesta a tierra en cada poste.

La corriente de la onda de descarga tipo rayo que fluye a través de la impedancia a tierra del poste origina un aumento de potencial que conlleva a una gran diferencia de potencial, dando como resultado una gran diferencia de potencial entre la línea de tierra y los conductores de fase. Asimismo, la diferencia de potencial puede generar un flameo inverso mediante el aislamiento de la línea de tierra a uno de los conductores de fase.

El mencionado fenómeno de flameo inverso es una exigencia sustancial para la efectividad del cable de guarda en aplicaciones de la línea de distribución. Los cables de guarda proveerán una protección efectiva únicamente si se obtiene bajas resistencias a tierra en el poste.

Para circuitos de distribución de tres fases, instalar el cable de guarda reducirá el número de flameos inducidos, ya que el cable de guarda está sólidamente puesto a tierra; de igual modo, eliminarán los voltajes en los conductores de fase

mediante el acople capacitivo. Por lo tanto, mientras más cerca estén los conductores de fase del cable o hilo de guarda, mejor el acople y mucho más bajos serán los voltajes inducidos.

Es importante mencionar que el costo de incluir el cable de guarda en el diseño de una línea de distribución puede ser sustancial, pues adicional al costo del conductor, las varillas a tierra y aislamiento adicional, la altura en los postes debe ser mayor para soportar el cable de guarda, de forma tal que exista el adecuado ángulo de apantallamiento entre el cable de guarda y los conductores de fase más externos.

La mayor altura de las estructuras atraerá más descargas directas, y esto compensará ligeramente algunas de las reducciones en las ratas de flameo generadas por el apantallamiento.

Sin embargo, pese al costo y dificultades del diseño, los cables de guarda han sido utilizados por varias empresas de energía, práctica que logró gran éxito.

2.2.14.3. Elemento de protección de sobrecorriente.

Las protecciones de sobrecorriente son conocidas como las más sencillas ya que su función de sobrecorriente consta en comparar el valor de la intensidad a utilizada como dato de entrada a la protección con un valor de referencia. Las protecciones

de sobrecorriente solamente pueden ser utilizadas cuando la corriente que circula por el punto en que se instalan cumple la condición máxima de intensidad de carga.

➤ ***Fusibles.***

Es uno de los dispositivos de protección más utilizado y confiable dentro del sistema de protección, ya que tienen como principal función interrumpir el paso de la corriente en una red de distribución al ocurrir una sobrecarga o cortocircuito.

Cuando circula una sobrecorriente por el fusible, el intervalo de tiempo desde que se detecta, hasta fundirse se denomina “tiempo mínimo de fusión”; y el intervalo de tiempo que termina en fundirse el fusible se determina como “tiempo máximo de despeje”. La principal limitación de un fusible es, siempre que es sometido a una corriente superior a su mínima corriente de fusión, se funde y queda sin servicio la parte del sistema más allá de éste, esta interrupción se da hasta que un técnico llegue y analice el tipo de falla y reponga dicho fusible.

➤ ***Partes de un fusible.***

En la siguiente figura se detallará las partes que conforman a continuación.

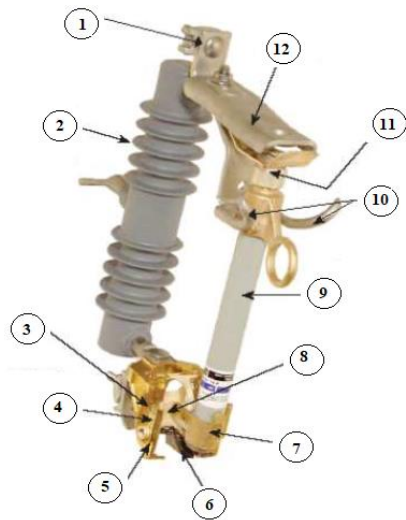


Figura 11. Porta fusible Tipo L (intercambiable)

Fuente: Elaboración propia.

Nota: 1: Conector de ranuras paralelas, 2: Aislador compuesto de polímero de silicón, 3: Contactos inferiores, 4: Muñón, 5: Cavidad de alojamiento del muñón, 6: Gatillo, 7: Férulas robustas, 8: Unión bisagra, 9: Tubo portafusible, 10: Ganchos de sujeción, 11: Contactos superiores, 12: Canal de una pieza.

➤ *Clasificación de los fusibles.*

Con respecto a sus funciones los fusibles se llegan a clasificar de la siguiente manera.

- *Fusibles de enlace.*

El principal componente de los fusibles de enlace es el elemento de fundición, pues los materiales y el dimensionamiento de este elemento determinan la característica corriente - tiempo con que el fusible va a operar. Los fusibles de enlace de expulsión son de carácter fungible, esto es que su elemento principal de protección se funde

al realizar su función de protección, lo que implica que parte de su estructura es de solo una aplicación.

Después de que estos fusibles han proporcionado protección ante una falla, los componentes pueden ser sustituidos sin causar alteraciones a su estructura externa y están caracterizados por ser de bajo costo.

Constructivamente, los fusibles tienen dos terminales que permiten la conexión de estos en los dispositivos que los utilizan, también cuentan con un tubo auxiliar que rodea el elemento fusible el cual ayuda en la extinción de las fallas. En algunos casos se utiliza el elemento dual que reduce las corrientes de tiempo largo mínimo de fusión, sin reducir las corrientes de corto tiempo mínimo de fusión. Este tipo de fusible tiene una aplicación especial en la protección contra sobrecargas. Seguidamente, se muestran dos figuras las cuales contienen un ejemplo de fusible de elemento sencillo y de tipo dual o doble con una pequeña explicación de las principales partes que se ven a continuación en la siguiente figura.

ELEMENTO SENCILLO

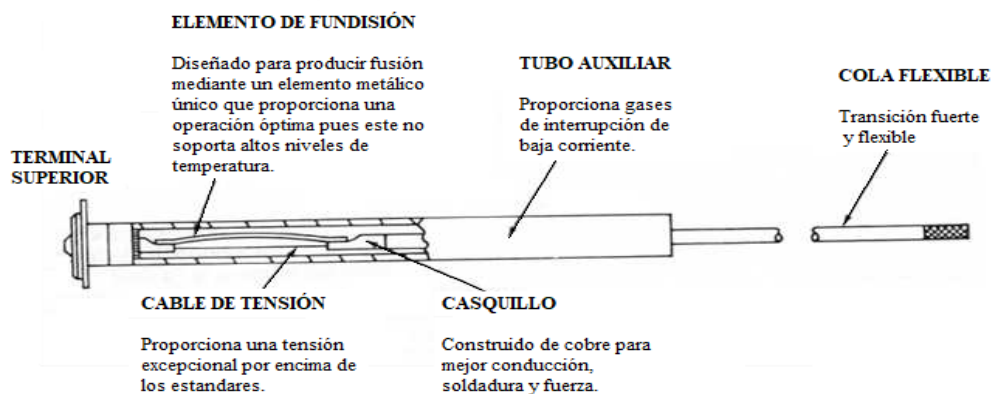


Figura 12. Fusible de enlace sencillo.

Fuente: Juárez, 2010.

ELEMENTO DOBLE

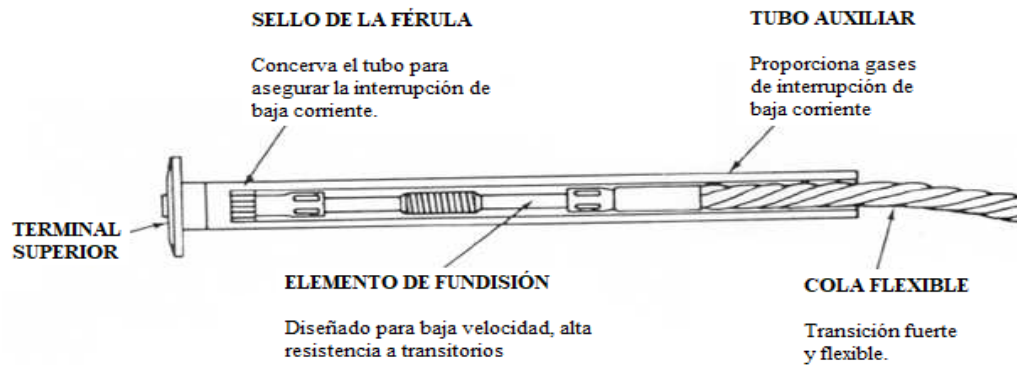


Figura 13. Fusible de enlace doble.

Fuente: Juárez, 2010.

Existen varios tipos de fusible de enlace establecidos por la norma ANSI C37.43 la cual define los tipos de fusible según sus características de cada uno como se mencionará a continuación.

a. Fusible tipo N

Este fusible fue el primer intento para estandarizar las características del fusible.

Según la norma, este puede llegar al 100 por ciento de su intensidad nominal y se funden a menos de 230 por ciento de su capacidad en cinco minutos, a partir de esto se establece el límite superior de la TCC de 5 minutos.

b. Fusible tipo K

Son llamados fusibles con elemento rápido. Tienen relación de velocidad que varía de 6 para regímenes de 6 A y 8 A para los de 200 A.

c. Fusible tipo T

Son fusibles con elemento lento. Su relación de velocidad es, para los mismos regímenes, 10 para regímenes de 6 A y 13 para los de 200 A.

d. Fusibles tipo H

Son llamados fusibles de elemento extrarápido. Las relaciones de velocidad son 4 y 6.

e. Fusible tipo doble

Son fusibles conocidos como extralentos, lo cual su velocidad es de 13 para 0.4 segundos y 20 para 21 A.

➤ ***Funcionamiento del fusible.***

El funcionamiento del fusible es sencillo; cuando una intensidad dentro de los valores nominales pasa por el filamento del fusible, el hilo de filamento evacuará

el exceso de calor producido por el paso de intensidad sin problemas. Más cuando la intensidad llegue a valores superiores a su valor nominal, no se podrá evacuar este calor con la rapidez necesaria, produciéndose la fusión del hilo fusible (tiempo de prearco, que depende de la intensidad del circuito). En este punto el fenómeno es ya irreversible, pero la corriente no cesa de forma inmediata, sino que se prolonga durante un tiempo al que se denomina tiempo de arco, este tiempo es directamente proporcional a la tensión del circuito.

La zona de funcionamiento de un fusible esta pues delimitada por:

- La curva mínima de prearco (t_1 tiempo mínimo de fusión).
- La curva máxima de funcionamiento total (tiempo $t = t_1 + t_2$ tiempo máximo de limpieza).

A continuación observaremos en la siguiente figura la curva de tiempo de disparo de un fusible en función de la intensidad.

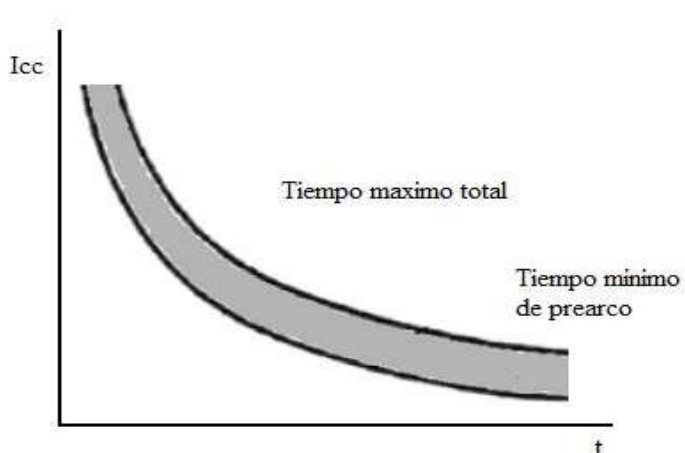


Figura 14. Curva de tiempo de disparo del fusible.

Fuente: Albarracín, 2010.

2.2.15. Coordinación de dispositivos de protección en redes de distribución

La coordinación de los dispositivos de protección debe hacerse en serie; también se le conoce como "cascada", como se muestra en la figura, debido a la que la mayoría de estos operan en forma radial. Cuando dos o más dispositivos de protección son aplicados en un sistema, el dispositivo más cercano a la falla del lado de alimentación es el dispositivo protector, y el siguiente más cercano del lado de la alimentación es el dispositivo "respaldo" o protegido.

La coordinación radica en que el dispositivo protector debería operar y despejar la sobrecorriente antes que el dispositivo de respaldo (fusible) u opere el bloqueo (restaurador). Continuación observaremos un ejemplo simple de coordinación como se muestra en la siguiente figura 15.

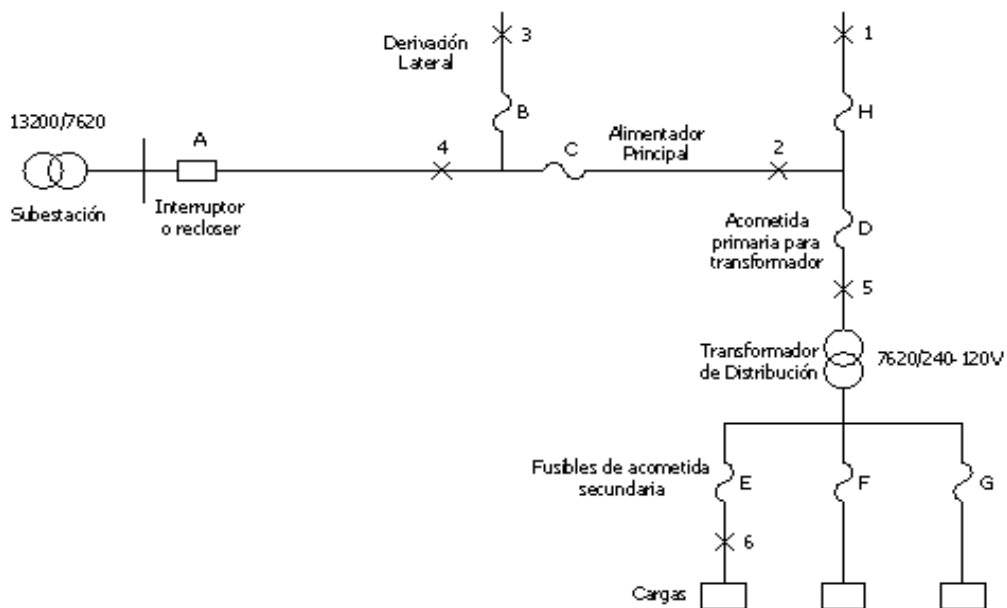


Figura 15. Diagrama unifilar de fusibles en cascada.

Fuente: Ramírez, 2003.

2.2.16. Criterios de coordinación de protecciones

En los sistemas de distribución actuales la coordinación de los dispositivos de protección debe hacerse en serie o "cascada", debido a que la mayoría de estas operan en forma radial.

Cuando dos o más dispositivos de protección son aplicados en un sistema, el dispositivo más cercano a la falla del lado de alimentación es el dispositivo "protector", el siguiente más cercano a la falla del lado de alimentación es el dispositivo de "respaldo". El requerimiento indispensable para una adecuada coordinación consiste en que el dispositivo protector debe operar y despejar la sobrecorriente antes que el dispositivo de respaldo.

2.2.16.1. Coordinación selectiva.

Como se estableció oportunamente la coordinación selectiva establece que debe operar el elemento más cercano a la falla y de esta manera reducir a la mínima expresión la zona de falla del sistema.

Por lo tanto, es indispensable que las curvas de los elementos de protección se ubiquen desde la carga a la fuente con tiempos de operación crecientes. En la Figura 16, se puede apreciar un circuito unifilar típico del sistema de distribución, donde existen varios elementos de protección de corriente en serie. El punto 1 representa al elemento de protección más cercano a la fuente y en el punto 2 está el

elemento más remoto en la cola de línea. Consecuentemente, el elemento más cercano a la carga es el que tiene la curva de respuesta más rápida y el cercano a la fuente posee la curva más lenta, estableciendo el límite alto de la protección.

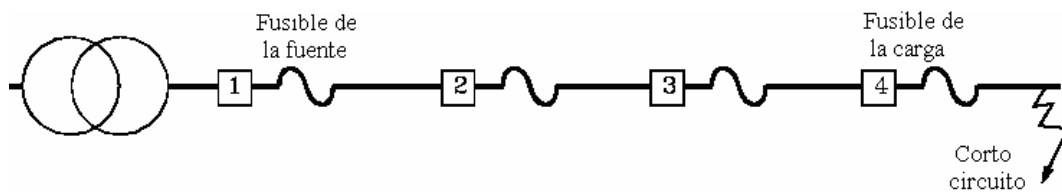


Figura 16. Protecciones de corriente máxima en el sistema de distribución.

Fuente: Canchari, 2006.

2.2.16.2. Coordinación fusible – fusible.

Cuando se trata de coordinar selectivamente dos fusibles, independientemente del tipo de fusibles que sean, es fundamental que la curva del fusible 2 (fusible de la carga) esté por debajo de la curva del fusible 1 (fusible de la fuente), como podemos apreciar en la Figura 17.

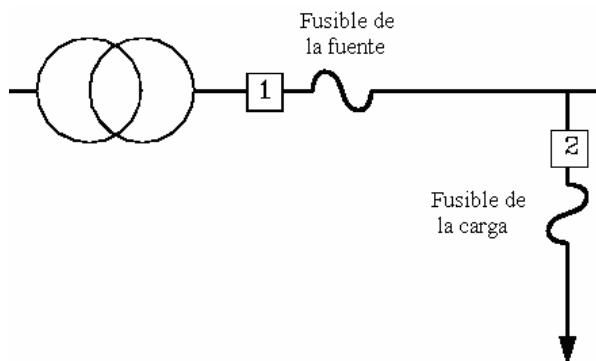


Figura 17. Coordinación entre fusible – fusible.

Fuente: Canchari, 2006.

Podrán existir situaciones en las que realmente esto no se cumpla y que las curvas se toquen en algún punto, por lo tanto es fundamental que el rango de corrientes de falla del punto de estudio, no incluyan este punto de corte. Dicho de otra manera que la máxima corriente de cortocircuito en el lugar de ubicación de la protección 2, debe estar por debajo del punto de corte de las curvas.

En la Figura 18, se puede observar la comparación de las curvas para los fusibles de la Figura 17. Como las curvas tienen un punto de cruce estos fusibles coordinaran selectivamente hasta los 1 000 A. por lo tanto la máxima corriente de cortocircuito en el punto 2, no deberá ser mayor que este valor.

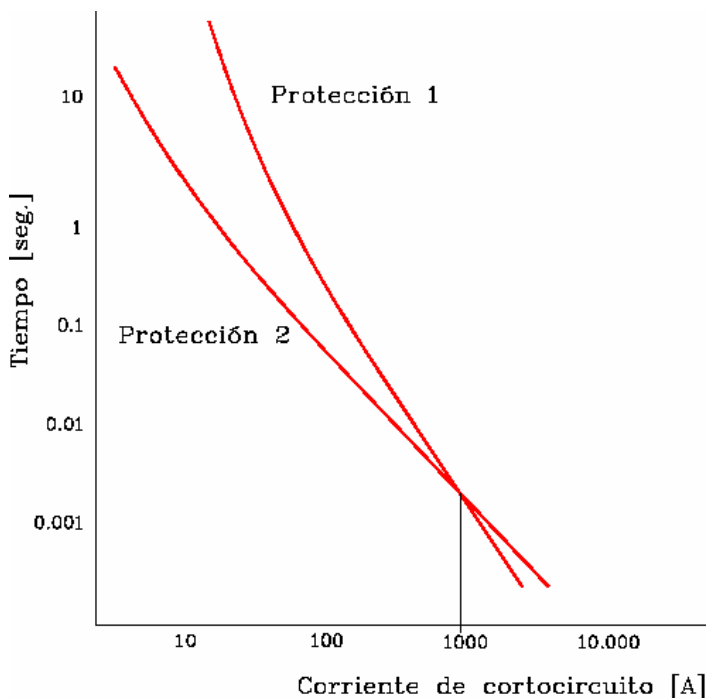


Figura 18. Curva de operación del fusibles de la figura 17.

Fuente: Canchari, 2006.

Las curvas tiempo corriente o las tablas de coordinación de fusibles, deben emplearse para determinar los calibres adecuados de los fusibles para su coordinación. Se tienen dos métodos:

➤ *Método de coordinación con uso de curva tiempo – corriente (CsTC).*

El sistema de coordinación está basado en las CsTC para un particular tipo de fusible (K, T, N, etc.) a través del sistema. En la aplicación de fusibles como los equipos de protección, en la Figura N 18, la coordinación debe asegurar que el equipo inicial de protección (1) no estará dañado cuando una falla ocurra en cualquiera de las dos zonas que protegen los equipos (2 ó 3).

Los factores a considerar para lograr esto se describen a continuación:

- **Tolerancia:** En la práctica, en lugar de pasar por un análisis detallado de estos factores, un factor de reducción del 75 por ciento puede usarse. Esto logrará la coordinación deseada (y previene el daño al fusible protegido) asegurando que el tiempo máximo de despeje del eslabón protector no sea mayor que el 75 por ciento del tiempo de fundición mínimo del eslabón protegido.
- **Temperatura:** Las CsTC se basan en 25° C de temperatura ambiente. Al crecer la temperatura se reducirá el tiempo de fusión y al bajar la temperatura ambiente se incrementará el tiempo de fusión. Mientras esto es difícil de evaluar en vista

de las variaciones anuales y diarias en la temperatura, un rango puede desarrollarse basado en el máximo y mínimo de las temperaturas anuales.

- **Efecto de precarga:** Es el grado cual el flujo de corriente a través de fusible levantará la temperatura y por eso reducirá el tiempo fusión (no se toma en cuenta en el desarrollo CsTC). Puede determinarse el efecto de precarga para los eslabones de estaño y plata. Así como las variaciones de temperatura ambiente, estas características son difíciles de evaluar dado que la precarga puede variar durante el ciclo de vida del alimentador.
- **Efectos de pre-daño:** Es el grado al que pueden afectarse las características de despeje del fusible cuando las corrientes se acercan a la curva mínima de fusión de la característica tiempo - corriente. En ningún caso se debe permitir que el eslabón protegido experimente una corriente dentro de 90 % de sus curvas mínimas de fusión para evitar los efectos de pre-daño, estos efectos son más difíciles de cuantificar.

Ejemplo

En el sistema de la Figura 19 se deberán seleccionar los calibres de los fusibles para el punto 1, 2 y 3. En la figura están indicadas las corrientes máximas y mínimas de cortocircuito en los círculos y los valores de la corriente de carga indicados por las flechas. Para realizar la selección de los calibres de los fusibles se utilizará la información suministrada por el fabricante, ver Figura 20.

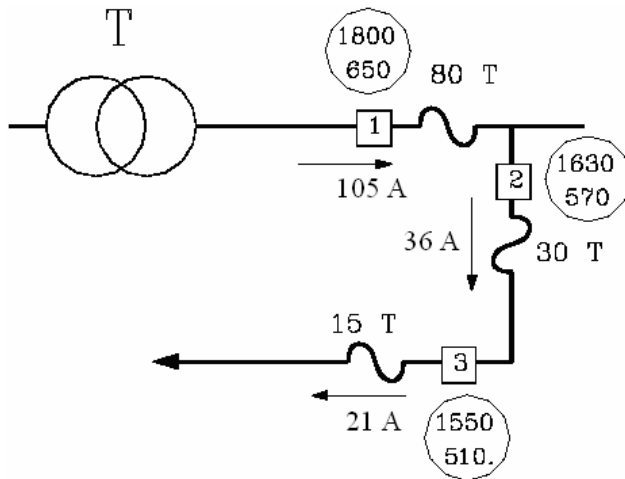


Figura 19. Circuito para la coordinación por el método CsTC.

Fuente: Canchari, 2006.

Solución:

Primer paso: Para encontrar solución al problema planteado se determinará el calibre del fusible en el punto más cercano a la carga que es el punto 3. Como vemos la corriente nominal en este punto es de 21 A, por lo tanto el fusible seleccionado deberá permitir conducir este valor de corriente sin que se alteren sus propiedades o características de funcionamiento. El fusible 15 T soporta 23 amperios en forma continua, cuenta con 21 amperios de corriente de carga y provee un máximo tiempo de despeje de 0.021 segundos para 1550 amperios en el punto 3, el mínimo tiempo de fusión no es un factor crítico sino otro mecanismo necesario para coordinar con el ultimo fusible de la rama.

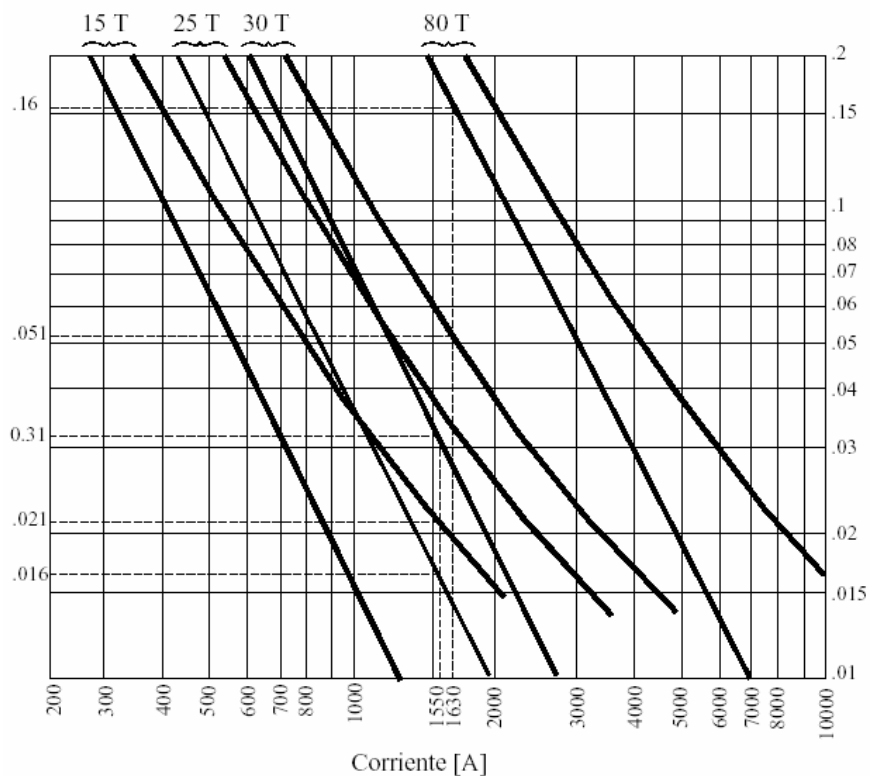


Figura 20. CsTC de operación de los fusibles.

Fuente: Canchari, 2006.

Segundo paso: Se deberá seleccionar el fusible para el punto 2, este tiene que coordinar selectivamente con el del punto 3 (lado de la carga) y con el del punto 2 (lado de la fuente). Por lo tanto se deberá seleccionar un calibre que tenga el menor valor (para que pueda coordinar selectivamente con 1) y que coordine con 3 según los valores de corriente de cortocircuito máximo y mínimo del punto 3 (1 550 y 510). De las curvas de operación para estos fusibles Figura 2-49, se puede apreciar que el calibre de 25T la curva de tiempo mínimo de fusión intercepta a la curva de máximo tiempo de despeje del calibre 15T, en un valor de corriente inferior a 1 550 A. por lo tanto para que exista coordinación el calibre seleccionado para el fusible 2 es el de 30 T (el inmediato superior). La relación entre el máximo tiempo de despeje y el mínimo tiempo de fusión para los fusibles 15T y 30T es 0,021/0,031,

o 68 %, esto es satisfactorio ya que una relación deseable para la coordinación no debe exceder el 75 %.

Tercer paso: Resta seleccionar el calibre del fusible 1, que deberá coordinar selectivamente con los fusibles 2 y 3. De la figura de las curvas de operación de estos fusibles se puede ver claramente que el fusible de calibre igual a 80 T cumple con los requisitos de coordinación, para los valores de corriente de cortocircuito máximos y mínimos del punto 2 (1 630 y 570), la relación TD/TF para 30T y 80T es 0,051/0,16, o 32 %.

Los resultados de este estudio se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 6

Resultados de coordinación.

Localización del fusible protegido	Fusible protegido	Fusible protector	Máxima corriente de falla	Corriente de carga	Tiempo máximo de despeje del fusible protector (TD)	Tiempo mínimo de fusión del fusible protegido (TF)	Porcentaje TD/TF
C	15T	-	-	21	-	-	-
B**	25T	15T	1 550	36	0,021	0,0165	127 (0,21/0,0165)
B	30T	15T	1 550	36	0,021	0,031	68 (0,021/0,031)
A	80T	30T	1 630	105	0,051	0,16	32 (0,051/0,16)

Fuente: Canchari, 2006.

Nota: la coordinación 25T – 15T no coordina.

➤ *Método de coordinación con el uso de tablas.*

En muchas situaciones, la elección de un fusible coordinado es un proceso repetitivo. Sobreponiendo las CsTC se prestan muy bien para una representación en tabla. Si un adecuado factor de multiplicación es conveniente escogido como representante del sistema y la corriente de la falla puede determinarse encima de un rango para que dos eslabones fusibles coordinen, pueden desarrollarse y usarse tablas. Para los eslabones estándar ANSI, esto es relativamente cierto, dado que los eslabones no varían de una fabricación a otra. Por ejemplo las tablas de coordinación que se muestran posteriormente, emplean una razón de 75% para indicar el máximo valor de corriente de falla en el que los varios tipos de eslabones fusible coordinarán.

El ejemplo citado anteriormente puede también resolverse usando las tablas de coordinación. Nuevamente seleccionamos el fusible protector 15T localizado en 3 en la Figura 19, basados en las consideraciones de corriente de carga; los fusibles protegidos en 2 y 1 pueden elegirse por referencia en la tabla 7. Primero localizamos el fusible 15T en el rango del fusible protector en la columna de la izquierda y entonces seguimos horizontalmente a la derecha hasta la máxima corriente de falla que sea superior a los 1 550 amperios correspondientes al punto 3; este valor es 1 700 amperios que corresponde al rango de protección del fusible 30T que localizaremos en el punto 2, y desde el eslabón 30T se puede llevar 36 amperios en forma continua, esta es una apropiada elección.

Cuando el procedimiento es repetitivo, con 30T como un fusible protector localizado en 2, en tabla 7 indica que un fusible 65T localizado en 1 coordinará con el fusible 30T para una corriente de falla de 3 100 amperios satisfaciendo el rango de la corriente de falla.

Sin embargo, la corriente de carga en 1 es 105 amperios y el fusible 65T puede llevar sólo 97 amperios de corriente de carga, esta característica no satisface el rango de corriente de carga. La siguiente alternativa es el fusible 80T, al cual realizándole una comprobación resulta ser apropiado.

Como hemos apreciado, es relativamente fácil el uso de tablas de coordinación en tanto se satisfaga el criterio del 75 %.

Tabla 7

Coordinación de fusibles tipo T.

Fusible protector (Amperios)	Fusible Protegido													
	8T	10T	12T	15T	20T	25T	30T	40T	50T	65T	80T	100T	140T	200T
Máxima corriente de falla (Amperios)														
6T		350	680	920	1 120	1 500	2 000	2 540	3 200	4 100	5 000	6 100	9 700	15 200
8T			375	800	1 120	1 500	2 000	2 540	3 200	4 100	5 000	6 100	9 700	15 200
10T				530	1 120	1 500	2 000	2 540	3 200	4 100	5 000	6 100	9 700	15 200
12T					680	1 280	2 000	2 540	3 200	4 100	5 000	6 100	9 700	15 200
15T						730	1 700	2 540	3 200	4 100	5 000	6 100	9 700	15 200
20T							990	2 100	3 200	4 100	5 000	6 100	9 700	15 200
25T								1 400	2 600	4 100	5 000	6 100	9 700	15 200
30T									1 500	3 100	5 000	6 100	9 700	15 200
40T										1700	3 800	6 100	9 700	15 200
50T											1 750	4 400	9 700	15 200
65T												2 200	9 700	15 200
80T													7 200	15 200
100T													4 000	13 800
140T														7 500

Fuente: Canchari, 2006.

Tabla 8*Coordinación de fusibles tipo H – tipo T.*

Fusible protector (Amperios)	Fusible protegido													
	8T	10T	12T	15T	20T	25T	30T	40T	50T	65T	80T	100T	140T	200T
Máxima corriente de falla (Amperios)														
1H	400	520	710	920	1 200	1 500	2 000	2 540	3 200	4 100	5 000	6 100	9 700	15 200
2H	240	500	710	920	1 200	1 500	2 000	2 540	3 200	4 100	5 000	6 100	9 700	15 200
3H	240	500	710	920	1 200	1500	2 000	2 540	3 200	4 100	5 000	6 100	9 700	15 200
5H	240	500	710	920	1 200	1500	2 000	2 540	3 200	4 100	5 000	6 100	9 700	15 200
8H	240	500	710	920	1 200	1500	2 000	2 540	3 200	4 100	5 000	6 100	9 700	15 200

Fuente: Canchari, 2006.

Tabla 9

Coordinación de fusibles tipo K.

Fusible protector (Amperios)	Fusible Protegido													
	8K	10K	12K	14K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100K	140K	200K
Máxima corriente de falla (Amperios)														
6K		190	350	510	650	840	1 060	1 340	1 700	2 200	2 800	3 900	5 800	9 200
8K			210	440	650	840	1 060	1 340	1 700	2 200	2 800	3 900	5 800	9 200
10K				300	540	840	1 060	1 340	1 700	2 200	2 800	3 900	5 800	9 200
12K					320	710	1 050	1 340	1 700	2 200	2 800	3 900	5 800	9 200
15K						430	870	1 340	1 700	2 200	2 800	3 900	5 800	9 200
20K							500	1 100	1 700	2 200	2 800	3 900	5 800	9 200
25K								660	1 350	2 200	2 800	3 900	5 800	9 200
30K									850	1 700	2 800	3 900	5 800	9 200
40K										1 100	2 200	3 900	5 800	9 200
50K											1 450	3 500	5 800	9 200
65K												2 400	5 800	9 200
80K													4 500	9 200
100K													2 000	9 100
140K														4 100

Fuente: Canchari, 2006.

Tabla 10*Coordinación de fusible tipo H – tipo K.*

Fusible protector (Amperios)	Fusible Protegido													
	8K	10K	12K	14K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100K	140K	200K
Máxima corriente de falla (Amperios)														
1H	125	280	380	510	650	840	1 060	1 340	1 700	2 200	2 800	3 900	5 800	9 200
2H		45	220	450	650	840	1 060	1 340	1 700	2 200	2 800	3 900	5 800	9 200
3H		45	220	450	650	840	1 060	1 340	1 700	2 200	2 800	3 900	5 800	9 200
5H		45	220	450	650	840	1 060	1 340	1 700	2 200	2 800	3 900	5 800	9 200
8H		45	220	450	650	840	1 060	1 340	1 700	2 200	2 800	3 900	5 800	9 200

Fuente: Canchari, 2006.

2.2.17. Métodos de apantallamiento

Con el propósito de contar con herramientas básicas para determinar la falla de apantallamiento ante descargas atmosféricas en líneas aéreas de media tensión, se desarrolló este proyecto que consiste estudiar la salida forzada de líneas aéreas por impacto directo de las descargas atmosféricas en los conductores de fase, producto de falla de apantallamiento de los hilos de guarda.

Al respecto, a fin de analizar los métodos de apantallamiento en la presente investigación, se tomó como base la línea del tramo Ubinas – Ichuña con una línea de media tensión de 22,9 kv con una distancia de 64 km, la cual usaremos. *Bustamante (2001)* afirma que “Los resultados demuestran que los tres métodos expuestos, tienen valores comparables, por lo que pueden ser usados para evaluar las fallas por apantallamiento de cualquier línea aérea” (p.13).

Para determinar la tasa de salidas por fallas de apantallamiento ante descargas atmosféricas directas son básicamente tres métodos para determinar la efectividad del apantallamiento del hilo de guardo o cable de guarda, dos de ellos son analíticos y el tercero es gráfico, los cuales se describen a continuación.

2.2.17.1. Método de Burgsdorf – Kostenko.

a) Cálculo del número de fallas.

Para calcular el número de fallas de una línea de transmisión se utiliza la siguiente fórmula:

$$N_{SF} = N_S \times P_1 \times P_0 \times 10^{-4} \dots \dots \dots \text{(Ecuación 1)}$$

Donde:

N_{SF} = Número de salidas/100km/año.

P_1 = Probabilidad que la corriente del rayo, exceda un valor determinado.

P_0 = Probabilidad de falla de apantallamiento.

N_S = Número de descargas/100km/año.

b) Número total de descargas atmosféricas (N_S).

Se define como el número de descargas atmosféricas/100Km/año, en función de la densidad de descarga (N_g), altura y separación de los conductores de guarda, y se determina con la siguiente fórmula:

$$N_S = N_g \times \left(\frac{28h^{0,6} + b}{10} \right) \dots \dots \dots \text{(Ecuación 2)}$$

Donde:

N_g = Densidad de descarga a tierra por km^2 al año.

b = Distancia de separación de los cables de guarda (m).

h = Altura de los cables de guarda (m).

c) Densidad de descarga a tierra (N_g).

El número de descargas a tierra vendría a ser proporcional de acuerdo a los niveles isoceráunico para la localidad del Distrito de Ichuña – Provincia General Sánchez Cerro de la Región Moquegua. Para determinar la densidad de rayo a tierra veremos una de las ecuaciones más utilizadas propuestas por Anderson y Ericsson, en el año 1980.

Para obtener el cálculo de la densidad de descarga a tierra tendremos la siguiente fórmula:

$$N_g = 0,004 \times TD^{1,25} \dots \dots \dots \text{(Ecuación 3)}$$

Donde:

TD = Nivel Isoceráunico

d) Probabilidad de falla de apantallamiento del hilo de guarda (P_0).

Se expresa en función del ángulo de protección y de la altura, mediante la siguiente fórmula:

$$\text{Log}_{10} P_0 = \Theta \times \sqrt{\frac{h}{90}} - 2 \dots \dots \dots \text{(Ecuación 4)}$$

Donde:

h = Altura del conductor de guarda (m).

Θ = Ángulo de protección en grados entre la vertical y la recta que une la guarda con el conductor.

e) Probabilidad de corriente de retorno de rayo $P(I_R > I)$.

Uno de los parámetros más representativos y de mayor importancia del rayo, es la magnitud de corriente pico de la descarga. Anderson (1987) afirma que la magnitud media de una descarga es de 31 kA y que la probabilidad de que cierta magnitud de corriente sea excedida en una descarga, está definida por la siguiente ecuación.

$$P(I_R > I) = \left(\frac{1}{1 + \left(\frac{I}{I_{first}}\right)^{2,6}} \right) \dots \dots \dots \text{(Ecuación 5)}$$

Donde:

I = Corriente pico de la descarga atmosférica, $2 \text{ KA} < I < 200 \text{ KA}$

$I_{first} = 31 \text{ KA}$,

$P(I_R > I)$ = Probabilidad de corriente pico cuando la descarga atmosférica sea excedida.

En la ecuación (5) se representa por la curva de Anderson – Eriksson, como se muestra en la figura 21, por lo cual, consiste que disminuya la probabilidad al aumentar la medida de corriente de rayo.

Para el caso de una corriente de 10 KA, se obtiene un valor de P_{IR} de 95 %, lo que significa que existe el 95 % de probabilidad que la corriente del rayo exceda los 10 KA, es decir el 95 % de los rayos que caen, son de una corriente de por lo menos 10 KA.

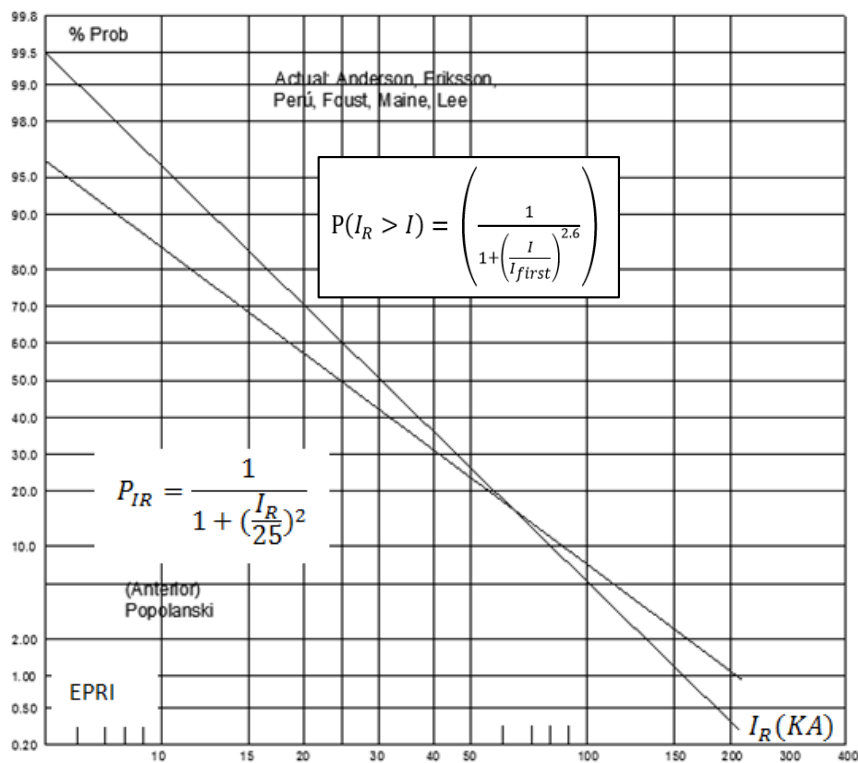


Figura 21. Amplitud máxima de corriente de rayo.

Fuente: Echeverría, 2012.

f) Corriente crítica de flameo (I_C).

Se origina la necesidad para determinar el valor de corriente una vez sea impactado sobre el conductor, y puede originar flameo. Este concepto está claramente definido por la siguiente fórmula:

$$I_C = \frac{CFO}{\frac{Z_{surge}}{2}} \cdot \dots \dots \dots \text{(Ecuación 6)}$$

Donde:

CFO = Voltaje crítico que produce flameo de sus siglas en inglés “Critical Flash Over”.

Z_{surge} = Impedancia del conductor ante el frente de onda atmosférico.

El valor de CFO es la tensión crítica de impulso suministrada por el fabricante de aisladores.

La Z_{surge} se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$Z_{surge} = 60 \times \sqrt{\ln \frac{2h}{R} \ln \frac{2h}{R_c}} \cdot \dots \dots \dots \text{(Ecuación 7)}$$

Donde:

h = Altura promedio del conductor bajo estudio (m).

R = Radio del conductor (m).

R_c = Radio por efecto corona del conductor

E_0 = Gradiente de potencial es 1500 KV/m.

V = Voltaje Kv

Para el cálculo de R_c se usa la siguiente fórmula:

$$R_c \times \ln \frac{2h}{R_c} = \frac{V}{E_0} \dots \dots \dots \text{(Ecuación 8)}$$

La tasa de salida para la línea de 64 km de longitud se calcula como:

$$T_s = N_{SF} \times \text{Longitud de la línea.} \dots \dots \dots \text{(Ecuación 9)}$$

2.3. Definición de términos

KA : Kiloamperios

A : Amperios

V : Voltios

KV : Kilovoltios

km : Kilómetros

FP : Factor de potencia

KVA : Kilo voltio Amperio (potencia aparente)

S : Segundo

AT : Alta tensión

BT : Baja tensión

MD : Máxima demanda

MT : Media tensión

Ms : Milisegundos

Rc : Radio por efecto corona

h : Altura

R : Radio de conductor

Z_{surg} : Impedancia del conductor

CFO : Voltaje crítico que produce flameo

Ic : Corriente crítica de flameo

I : corriente pico de descarga atmosférica

I_{first} : Corriente media

Ng : Densidad de descarga a tierra

P₀ : Probabilidad de falla

b : Distancia de cable de guarda

Ns : Numero de descargas

P₁ : Probabilidad de la corriente de rayo

N_{SF} : Número de salidas/100km/año

PAT : Puesta a tierra

TD : Nivel isoceraúnico

m : Metros

μs : Microsegundos

F : Frecuencia Hz

SER : Sistema Eléctrico Rural

P_(IR<I) : Probabilidad de corriente pico

Θ : Angulo de protección

Suicheo : Interruptor o conmutador

Ferroresonancia : Fenómeno oscilatorio

CsTC : Curvas tiempo – corriente

M.A. : Método de apantallamiento

CAPÍTULO III

MÉTODO

3.1. Tipo de la investigación

El tipo de investigación es Tecnológico porque responde a problemas técnicos, aprovechándose el conocimiento teórico científico producto de la investigación básica. Asimismo, organiza reglas técnicas, cuya aplicación posibilita cambios en la realidad.

3.2. Diseño de la investigación

La presente investigación corresponde a una investigación no experimental debido a que no se efectúa manipulación de variable alguna. De acuerdo a la clasificación de estos autores, el estudio está contemplado dentro del diseño de tipo transversal o transeccional porque la recolección de los datos se hace en un solo momento o en un tiempo único.

3.3. Población y muestra

No se trabaja con población, ni muestra ya que no se requiere trabajos de muestreo, o trabajo tipo social.

3.4. Técnicas e instrumentos de recolección de datos

Se utilizarán las siguientes técnicas para la recolección de datos para el presente trabajo que serán a continuación:

- Observación de documentos.
- Investigación de apantallamiento
- Técnicas utilizadas para el cálculo en métodos de apantallamiento.

3.4.1. Procedimiento de recolección de datos

La recolección de datos del presente proyecto de investigación está basado en la selección de información documental técnico y de campo obtenidos como se menciona a continuación.

- Solicitud de información a la empresa ElectroSur S.A. referente a: cantidad de interrupciones del servicio de energía eléctrica, cantidad de horas de interrupción de energía, cantidad de usuario en el Distrito de Ichuña, compensación del servicio de energía eléctrica.

- Solicitud de información a la Gerencia Regional de Energía y Minas – Moquegua referente a planos de la línea de MT en formato Dwg.
- Búsqueda de información por internet, libros y artículos.

3.4.2. Técnicas para el procesamiento y análisis de datos

Se utilizarán los siguientes procesamiento y análisis de datos, según sea el caso:

- Microsoft Office (Excel,Word) con una versión 2013.
- AutoCad 2016.
- Digsilet V 15.1
- Neplan V 5.5.5

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

4.1. Presentación de resultados

4.1.1. Estado situacional

Las frecuentes descargas atmosféricas que ponen fuera de servicio de energía eléctrica a todo el Distrito de Ichuña, ha generado que no se cuente con el servicio eléctrico durante horas y semanas generando molestias en los pobladores afectados.

Para la operación y mantenimiento se renuevan anualmente Compromisos de Usuarios con la Empresa ELECTROSUR S.A., en el que se comprometen las municipalidades a contar con un técnico electricista con todos los instrumentos de seguridad tal como dispone las normas vigentes.

Por no contar con los recursos económicos por parte de los municipios los pobladores suelen presentar memoriales requiriendo la elaboración de un estudio y

asignación presupuestal en forma urgente para ejecutar el mantenimiento correctivo y preventivo, para la más pronta restauración del servicio de energía eléctrica, garantizando la confiabilidad y continuidad.

Este problema latente hace que deba buscarse alternativas que resulten técnica y económicamente viables.

4.1.1. Ubicación del sistema de protección y coordinación del sistema eléctrico rural en media tensión en 22,9 kv

4.1.2. Ubicación geográfica

El sistema eléctrico rural (SER) de media tensión en 22,9 kv, donde se realizó la presente investigación será en el tramo del distrito de Ubinas – Ichuña, ubicada en la Provincia General Sánchez Cerro, Región Moquegua referente al año 2016.



Figura 22. Ubicación geográfica del Distrito de Ichuña.

Fuente: Elaboración propia.

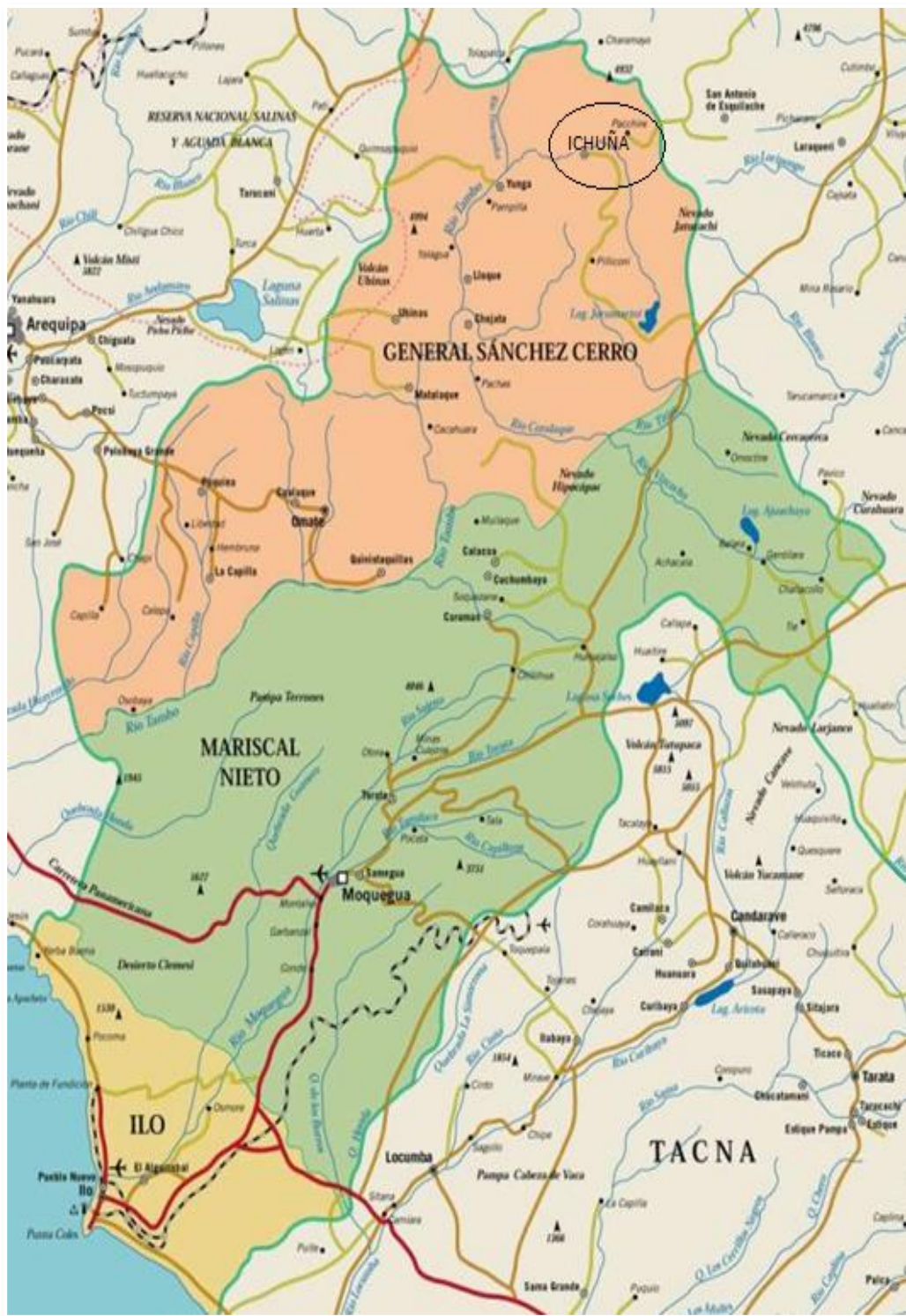


Figura 23. Ubicación del departamento de Moquegua – Distrito de Ichuña.

Fuente: Google, 2015.

4.1.3. Condiciones climatológicas

Las características climatológicas registradas por SENAMHI que se ubica en el área de influencia del proyecto investigación para el sistema eléctrico rural de media tensión en 22,9 kv del Distrito de Ichuña – Provincia General Sánchez Cerro – Región Moquegua, año 2016, son:

Tabla 11

Características climatológicas del Distrito de Ichuña.

Descripción	Trimestres			
	May - Jul	Ago - Oct	Nov - Ene	Feb - Abr
	Frío - Seco	Frío - Seco	Frío - Húmedo	Frío - Húmedo
Temperatura Mínima °C	-5	-5	-5	-5
Temperatura Máxima °C	16	16	20	20
Temperatura Media °C	13	13	16	16
Humeda relat. Promed.	53	53	53	53
Veloc. Viento Km/h	90	90	90	90
Presipitación Pluviales (mm)	5.7	43.9	266	266

Fuente: Gerencia Regional de Energía y Minas – Moquegua, 2015.

4.1.4. Topografía – Altitud del área del proyecto

La topografía del terreno en el área del proyecto se caracteriza por ser ondulada, con cruces de quebradas profundas y ríos.

La altitud del área del proyecto de investigación (TESIS) “Protección y Coordinación del Sistema Eléctrico Rural de Media Tensión en 22,9 kv, para mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica del Distrito de Ichuña –

Provincia General Sánchez Cerro – Región Moquegua, año 2016”, varía entre 3640 msnm (Ubinas) y 3 756 msnm (Ichuña).

4.1.5. Vías de acceso

4.1.5.1. Accesos principales.

Ruta Carretera Interoceánica asfaltada desde Moquegua a Titire y desde Titire a Ichuña por una vía afirmada.

4.1.5.2. Accesos secundarios.

Ruta Carretera interoceánica asfaltada hasta la comunidad de Jancopujo desde ahí por una vía de no afirmada hasta Ichuña.

Por Arequipa a través de la vía Chihuata, Salinas Moche, Tolapalca, Ichuña.

Existen además otras vías de comunicación internas a los diferentes centros poblados como Yunga, Crucero.

4.1.6. Vías de comunicación

Actualmente se cuenta con medios de comunicación celular de las empresas Telefónica del Perú y Claro del Perú, con cobertura en el mismo Distrito de Ichuña que es la zona del proyecto.

Con respecto a medios de comunicación masiva, se considera la radio emisoras, la televisión y el cable satelital; existen emisoras locales cuyo alcance de frecuencia abarca a toda la población de Ichuña, además se cuenta con una antena retransmisora, que permite captar señal de un canal de señal abierta.

4.1.7. Determinación de la cantidad de interrupciones de energía eléctrica en el Distrito de Ichuña – Provincia General Sánchez Cerro – Región Moquegua, año 2016

Tabla 12

Cantidad de interrupciones de energía eléctrica.

Ubicación	Año	Total de interrupciones
Distrito de Ichuña - Provincia General Sánchez Cerro - región Moquegua	2016	53
Total		53

Fuente: Electrosur S.A., 2016.

Para determinar la calidad de interrupciones de energía eléctrica en el Distrito de Ichuña, provincia de General Sánchez Cerro, Región Moquegua, se aplica la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural y su Reglamento, aprobado por el Decreto Supremo N° 025-2007-EM, que entra en vigencia a partir del 1 de julio del 2008 y la Resolución Directoral N° 016-98-EM/DGE, *Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales* (NTCSER), que establece normas para un mejor desarrollo de proyectos de electrificación en zonas rurales por parte del Estado, que no son atractivas para la inversión privada, ya que en el artículo 12° la Ley establece

que los sistemas eléctricos rurales (SER) deberán contar con normas técnicas de calidad, emitidas por la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas.

Por otro lado, para asegurar la prestación de los servicios eléctricos en un nivel óptimo de calidad al que se refiere la mencionada Ley -sin que represente una barrera para ampliar la cobertura eléctrica-, debe garantizarse a los usuarios un suministro eléctrico continuo, adecuado, confiable y oportuno, siendo por tanto necesario dictar disposiciones reglamentarias para fijar estándares de calidad en concordancia con la tarifa correspondiente.

Se ha venido tramitando las interrupciones presentadas en dicho sector , es así que, tal como se aprecia de los datos recolectados (Apéndice 01), durante el periodo del año 2016, fueron registrados y tramitados, por las diversas interrupciones: **53 interrupciones**, únicamente en la Distrito de Ichuña – Provincia General Sánchez Cerro – Región Moquegua.

Cabe acotar que el plan del Ministerio de Energía y Minas, junto con el Gobierno Regional de Moquegua está basado en una ficha de mantenimiento cada año.

Bajo esta nueva propuesta de protección y coordinación del sistema eléctrico rural, se busca lograr el servicio continuo del servicio de energía eléctrica y enfrentar malestar a los usuarios beneficiarios por dicho servicio, ya que en su

momento se elaboraron fichas de mantenimiento para optimizar el servicio eléctrico continuo con equipos de protección que no garantizan un servicio continuo que actualmente son ocasionadas por las precipitaciones fluviales.

4.1.8. Índice de interrupciones según el tipo de reporte del servicio de energía eléctrica del Distrito de Ichuña – Provincia General Sánchez Cerro – Región Moquegua, año 2016

Tabla 13

Índice de interrupciones según el tipo de reporte.

Reporte/Proveniencia	Año	Cantidad
Usuario	2016	39
Operador		14
Total		53

Fuente: Electrosur S.A., 2016.

En el presente cuadro se describe el índice de interrupciones del servicio de energía eléctrica en el Distrito de Ichuña – Provincia General Sánchez Cerro – Región Moquegua durante el año 2016, según la proveniencia del reporte de las fallas, verificándose un reporte de 39 fallas del sistema eléctrico rural en dicho sector durante el año 2016; siendo un total de 152 horas con 32 minutos; evidenciando el elevado número de horas que los usuarios del Distrito de Ichuña se vieron perjudicados con el corte del servicio de energía eléctrica no programado, ello como consecuencia del deficiente y/o la insuficiente implementación de un sistema de protección idóneo conforme a las características naturales del Distrito de Ichuña.

4.1.9. Tipo de interrupciones registradas o reportadas en el servicio de energía eléctrica del Distrito de Ichuña – Provincia General Sánchez Cerro – Región Moquegua, año 2016.

Tabla 14

Tipo de interrupciones de energía eléctrica.

Tipo de evento	Año	Cantidad
No programado	2016	51
Programado		2
Total		53

Fuente: Electrosur S.A., 2016.

En el presente cuadro, observamos la cantidad de interrupciones reportadas según el tipo de evento: “corte programado”, habiéndose reportado uno (01), estos cortes son necesarios ya sea por mantenimiento, remodelación o mejoramiento del sistema eléctrico rural, con la finalidad de obtener un reforzamiento de redes eléctricas o cambio de equipos de protecciones que se encuentran en mal estado por las precipitaciones fluviales y descargas atmosféricas que son continuas en el Distrito de Ichuña – Provincia General Sánchez Cerro – Región Moquegua; por su parte, observamos que en el año 2016, se presentaron una cantidad de cincuenta y dos (52), siendo un “corte no programado” aquel originado por choques vehiculares, fenómenos naturales o climatológicos que afecta a los usuarios del Distrito de Ichuña – Provincia General Sánchez Cerro – Región Moquegua.

4.1.10. Determinación de horas de interrupción anual del servicio de energía eléctrica del Distrito de Ichuña – Provincia General Sánchez Cerro – Región Moquegua año 2016

Tabla 15

Horas de interrupción anual del servicio de energía eléctrica.

Ubicación	Año	Total horas
Distrito de Ichuña - Provinvia General Sánchez Cerro - Región Moquegua	2016	152:32:00
Total		152:32:00

Fuente: Electrosur S.A., 2016.

En la presente tabla, observamos el total de horas de interrupción o desconexión del servicio de energía eléctrica a los usuarios del Distrito de Ichuña – Provincia General Sánchez Cerro – Región Moquegua, durante el año 2016; siendo un total de 152 horas con 32 minutos; lo cual evidencia el elevado número de horas que los usuarios de dicho sector se vieron perjudicados con el corte del servicio de energía eléctrica no programado, ello como consecuencia del deficiente y/o la insuficiente implementación de un sistema de protección idóneo conforme a las características naturales del Distrito de Ichuña, y así obtener un servicio continuo de energía eléctrica para los usuarios del Distrito de Ichuña, materia del presente proyecto de investigación.

4.1.11. Determinación de hora de interrupción mensual del servicio de energía eléctrica del Distrito de Ichuña – Provincia General Sánchez Cerro – Región Moquegua, año 2016

Tabla 16

Hora de interrupción mensual del servicio de energía eléctrica.

Mes	Horas de interrupción
Enero	15:33:00
Febrero	5:38:00
Marzo	6:29:00
Abril	9:44:00
Mayo	2:18:00
Junio	6:56:00
Julio	0:00:00
Agosto	8:46:00
Setiembre	1:20:00
Octubre	1:32:00
Noviembre	12:57:00
Diciembre	9:19:00
Total	152:32:00

Fuente: Electrosur S.A., 2016.

En la presente tabla, se observa la cantidad de horas de interrupción o desconexión del servicio de energía eléctrica, período mensual para el Distrito de Ichuña – Provincia General Sánchez Cerro – Región Moquegua, que nos permite identificar el tiempo de desconexión mensual durante el año 2016, que afecta al sistema eléctrico rural por no contemplar un buen sistema de protección y así garantizar el buen servicio de energía eléctrica.

Asimismo, podemos observar la cantidad de horas de desconexión del servicio eléctrico en diferentes meses, teniendo consideración que los meses con mayor cantidad de horas de interrupción son: enero, febrero, marzo, abril, junio, agosto, noviembre y diciembre, por lo cual se optó implementar el sistema de protección, que nos permita garantizar un servicio continuo de energía eléctrica para los usuarios del Distrito de Ichuña – Provincia General Sánchez Cerro – Región Moquegua.

Así, la nueva implementación del sistema de protección nos permite reducir las constantes interrupciones que se vienen ocasionando en el sistema eléctrico rural (SER), pues el suministrador es responsable de prestar, a su cliente, un servicio con nivel de calidad satisfactorio de acuerdo a las exigencias establecidas en la *Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales* (NTCSER).

4.1.12.Total de horas e interrupción del servicio de energía eléctrica registradas por semestre del distrito Ichuña – Provincia General Sánchez Cerro – Región Moquegua, año 2016

Tabla 17

Cantidad de interrupciones y horas fuera de servicio del SER del semestre I.

Cantidad	Mes	Fecha inicial	Fecha final	Hora inicial	Hora final	Duración	Total
1		02/01/2016 17:48	02/01/2016 20:40	17:48:00	20:40:00	02:52:00	
2		03/01/2016 17:45	03/01/2016 18:17	17:45:00	18:17:00	00:32:00	
3		04/01/2016 19:25	04/01/2016 21:04	19:25:00	21:04:00	01:39:00	
4	Enero	09/01/2016 14:32	09/01/2016 15:47	14:32:00	15:47:00	01:15:00	15:33:00
5		13/01/2016 17:52	13/01/2016 19:06	17:52:00	19:06:00	01:14:00	
6		16/01/2016 15:25	16/01/2016 16:40	15:25:00	16:40:00	01:15:00	
7		21/01/2016 9:20	21/01/2016 16:04	09:20:00	16:04:00	06:44:00	
8		25/01/2016 17:40	25/01/2016 17:42	17:40:00	17:42:00	00:02:00	
9		10/02/2016 20:00	10/02/2016 21:55	20:00:00	21:55:00	01:55:00	
10	Febrero	15/02/2016 19:28	15/02/2016 20:50	19:28:00	20:50:00	01:22:00	5:38:00
11		21/02/2016 19:53	21/02/2016 20:03	19:53:00	20:03:00	00:10:00	
12		29/02/2016 19:46	29/02/2016 21:57	19:46:00	21:57:00	02:11:00	
13		07/03/2016 8:35	07/03/2016 11:17	08:35:00	11:17:00	02:42:00	
14	Marzo	07/03/2016 19:35	07/03/2016 20:22	19:35:00	20:22:00	00:47:00	6:29:00
15		23/03/2016 14:10	23/03/2016 17:10	14:10:00	17:10:00	03:00:00	
16		03/04/2016 13:18	03/04/2016 15:53	13:18:00	15:53:00	02:35:00	
17		09/04/2016 16:34	09/04/2016 18:00	16:34:00	18:00:00	01:26:00	
18	Abril	10/04/2016 12:38	10/04/2016 14:50	12:38:00	14:50:00	02:12:00	9:44:00
19		12/04/2016 14:25	12/04/2016 16:45	14:25:00	16:45:00	02:20:00	
20		16/04/2016 18:02	16/04/2016 19:13	18:02:00	19:13:00	01:11:00	
21	Mayo	20/05/2016 16:19	20/05/2016 18:35	16:19:00	18:35:00	02:16:00	2:18:00
22		25/05/2016 21:16	25/05/2016 21:18	21:16:00	21:18:00	00:02:00	
23		12/06/2016 15:12	12/06/2016 17:40	15:12:00	17:40:00	02:28:00	
24	Junio	14/06/2016 12:30	14/06/2016 13:00	12:30:00	13:00:00	00:30:00	6:56:00
25		14/06/2016 13:51	14/06/2016 14:00	13:51:00	14:00:00	00:09:00	
26		14/06/2016 14:22	14/06/2016 18:11	14:22:00	18:11:00	03:49:00	
Total							46:38:00

Fuente: Electrosur S.A., 2016.

En la presente tabla 17 y 18, tenemos la información correspondiente a la cantidad de interrupciones y horas de interrupción por semestre del servicio de energía eléctrica del Distrito de Ichuña – Provincia General Sánchez Cerro – Región Moquegua, correspondiente al año 2016, que para efectos de la Norma Técnica de

Calidad del Servicio de Energía Eléctrica (NTCSER), no se consideran las interrupciones totales de suministro cuya duración es menor a tres (3) minutos.

Tabla 18

Cantidad de interrupciones y horas fuera de servicio del SER del semestre II.

Cantidad	Mes	Fecha inicial	Fecha final	Hora inicial	Hora final	Duración	Total
0	Julio	-	-	-	-	-	0:00:00
1	Agosto	07/08/2016 6:00	07/08/2016 12:00	06:00:00	12:00:00	06:00:00	8:46:00
2		23/08/2016 18:14	23/08/2016 21:00	18:14:00	21:00:00	02:46:00	
3	Setiembre	13/09/2016 20:00	13/09/2016 20:11	20:00:00	20:11:00	00:11:00	1:20:00
4		18/09/2016 17:17	18/09/2016 18:26	17:17:00	18:26:00	01:09:00	
5		01/10/2016 19:31	02/10/2016 6:10	19:31:00	06:10:00	10:39:00	
6	Octubre	03/10/2016 11:40	03/10/2016 16:05	11:40:00	16:05:00	04:25:00	25:32:00
7		09/10/2016 17:51	09/10/2016 20:30	17:51:00	20:30:00	02:39:00	
8		10/10/2016 17:47	10/10/2016 18:38	17:47:00	18:38:00	00:51:00	
9		11/10/2016 17:00	11/10/2016 17:15	17:00:00	17:15:00	00:15:00	
10		21/10/2016 12:37	21/10/2016 19:20	12:37:00	19:20:00	06:43:00	
11		10/11/2016 15:02	10/11/2016 16:59	15:02:00	16:59:00	01:57:00	
12		22/11/2016 14:57	22/11/2016 22:45	14:57:00	22:45:00	07:48:00	
13	Noviembre	23/11/2016 13:13	23/11/2016 14:20	13:13:00	14:20:00	01:07:00	12:57:00
14		26/11/2016 18:17	26/11/2016 20:20	18:17:00	20:20:00	02:03:00	
15		29/11/2016 14:12	29/11/2016 14:14	14:12:00	14:14:00	00:02:00	
16	Diciembre	03/12/2016 14:42	03/12/2016 17:08	14:42:00	17:08:00	02:26:00	57:19:00
17		04/12/2016 9:52	04/12/2016 12:20	09:52:00	12:20:00	02:28:00	
18		05/12/2016 10:38	05/12/2016 11:19	10:38:00	11:19:00	00:41:00	
19		06/12/2016 15:49	06/12/2016 18:11	15:49:00	18:11:00	02:22:00	
20		07/12/2016 14:28	07/12/2016 17:00	14:28:00	17:00:00	02:32:00	
21		08/12/2016 10:14	09/12/2016 14:00	10:14:00	14:00:00	03:46:00	
22		14/12/2016 22:20	15/12/2016 14:02	22:20:00	14:02:00	15:42:00	
23		18/12/2016 14:04	18/12/2016 14:14	14:04:00	14:14:00	00:10:00	
24		25/12/2016 17:00	25/12/2016 17:09	17:00:00	17:09:00	00:09:00	
25		26/12/2016 13:40	26/12/2016 13:47	13:40:00	13:47:00	00:07:00	
26		26/12/2016 17:01	26/12/2016 18:16	17:01:00	18:16:00	01:15:00	
27		29/12/2016 14:14	29/12/2016 15:55	14:14:00	15:55:00	01:41:00	
Total							105:54:00

Fuente: ElectroSur S.A., 2016.

Como se aprecia en las tablas la cantidad de horas exceden las tolerancias en los indicadores de Calidad de Suministros para clientes conectados en distintos niveles de tensión que da a conocer la norma técnica de la calidad del sistema eléctrico rural (NTCSER).

A continuación se muestra la tabla de tolerancias según la NTCSER aprobada con Resolución Directoral N° 016-2008-EM/DGE.

Tabla 19

Tolerancias de Calidad de Suministro del Sistema Eléctrico Rural.

Nivel de tensión	Sistema Eléctrico Rural			
	Rural concentrado		Rural disperso	
	NIC	DIC	NIC	DIC
MT	7	17	7	28
BT	10	25	10	10

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

Nota: NIC=Interrupciones/semestre, DIC=horas/semestre

Como se muestra en la tabla 19 nos corresponde en una zona Rural disperso lo cual excede el índice del NIC y DIC de la información adquirida como vemos en la tabla 17 y 18 las tolerancias que establece la NTCSER no se cumplen lo que conlleva a mejorar calidad del Servicio de la Electricidad en los SER para corregir deficiencias en el servicio y las respectivas compensaciones o sanciones.

4.1.13. Total de horas e interrupción por descargas atmosféricas del servicio de energía eléctrica anual del distrito Ichuña – Provincia General Sánchez Cerro – Región Moquegua, año 2016

Tabla 20

Cantidad anual de horas e interrupciones por descargas atmosféricas.

Item	Mes	Fecha inicial	Fecha final	Hora inicial	Hora final	Duración	Total
1		03/01/2016 17:45	03/01/2016 18:17	17:45:00	18:17:00	00:32:00	
2	Enero	09/01/2016 14:32	09/01/2016 15:47	14:32:00	15:47:00	01:15:00	3:01:00
3		13/01/2016 17:52	13/01/2016 19:06	17:52:00	19:06:00	01:14:00	
4	Febrero	29/02/2016 19:46	29/02/2016 21:57	19:46:00	21:57:00	02:11:00	2:11:00
5		07/03/2016 19:35	07/03/2016 20:22	19:35:00	20:22:00	00:47:00	
6	Marzo	23/03/2016 14:10	23/03/2016 17:10	14:10:00	17:10:00	03:00:00	3:47:00
7		03/04/2016 13:18	03/04/2016 15:53	13:18:00	15:53:00	02:35:00	
8	Abril	10/04/2016 12:38	10/04/2016 14:50	12:38:00	14:50:00	02:12:00	4:47:00
9	Mayo	-	-	-	-	-	-
10	Junio	-	-	-	-	-	-
11	Julio	-	-	-	-	-	-
12	Agosto	-	-	-	-	-	-
13	Setiembre	18/09/2016 17:17	18/09/2016 18:26	17:17:00	18:26:00	01:09:00	1:09:00
14		01/10/2016 19:31	02/10/2016 6:10	19:31:00	06:10:00	10:39:00	
15		03/10/2016 11:40	03/10/2016 16:05	11:40:00	16:05:00	04:25:00	
16	Octubre	09/10/2016 17:51	09/10/2016 20:30	17:51:00	20:30:00	02:39:00	18:49:00
17		10/10/2016 17:47	10/10/2016 18:38	17:47:00	18:38:00	00:51:00	
18		11/10/2016 17:00	11/10/2016 17:15	17:00:00	17:15:00	00:15:00	
19		10/11/2016 15:02	10/11/2016 16:59	15:02:00	16:59:00	01:57:00	
20	Noviembre	26/11/2016 18:17	26/11/2016 20:20	18:17:00	20:20:00	02:03:00	4:00:00
21		03/12/2016 14:42	03/12/2016 17:08	14:42:00	17:08:00	02:26:00	
22		04/12/2016 9:52	04/12/2016 12:20	09:52:00	12:20:00	02:28:00	
23		05/12/2016 10:38	05/12/2016 11:19	10:38:00	11:19:00	00:41:00	
24	Diciembre	07/12/2016 14:28	07/12/2016 17:00	14:28:00	17:00:00	02:32:00	11:10:00
25		26/12/2016 13:40	26/12/2016 13:47	13:40:00	13:47:00	00:07:00	
26		26/12/2016 17:01	26/12/2016 18:16	17:01:00	18:16:00	01:15:00	
27		29/12/2016 14:14	29/12/2016 15:55	14:14:00	15:55:00	01:41:00	
Total							48:54:00

Fuente: Electrosur S.A., 2016.

De la presente tabla se detalla veinte y siete (27) descargas atmosféricas y cuarenta y ocho (48) horas con cincuenta y cuatro (54) segundos dejado sin servicio de energía eléctrica al Distrito de Ichuña durante el año 2016, ocasionando malestar a

los usuarios beneficiarios por una deficiente calidad de servicio de energía eléctrica entregada.

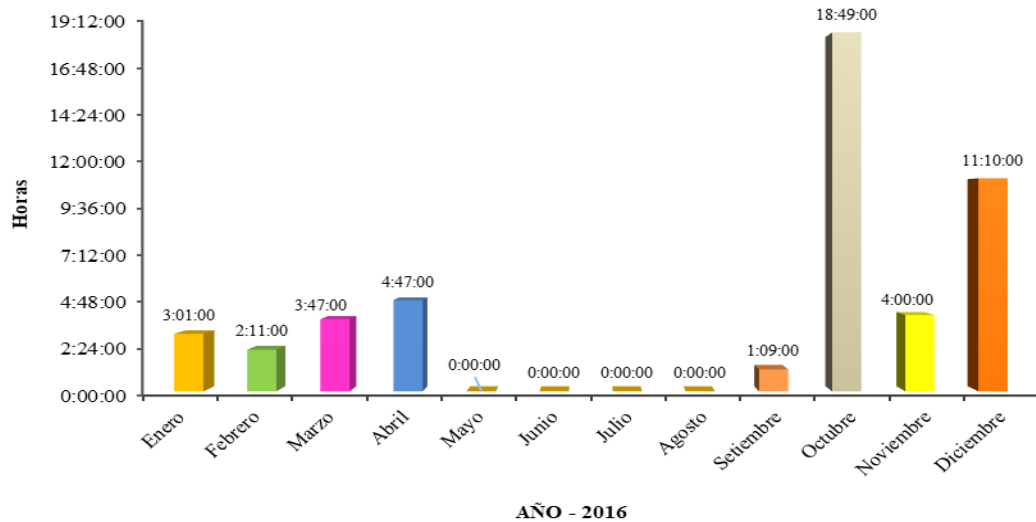


Figura 24. Diagrama anual de horas e interrupciones por descargas atmosféricas.

Fuente: Elaboración propia.

4.1.14. Total de horas e interrupción por descargas atmosféricas del servicio de energía eléctrica por semestres del distrito Ichuña – Provincia General Sánchez Cerro – Región Moquegua, año 2016

Tabla 21

Cantidad de horas de interrupción de energía eléctrica – semestre I.

Item	Mes	Fecha inicial	Fecha final	Hora inicial	Hora final	Duración	Total
1		03/01/2016 17:45	03/01/2016 18:17	17:45:00	18:17:00	00:32:00	
2	Enero	09/01/2016 14:32	09/01/2016 15:47	14:32:00	15:47:00	01:15:00	3:01:00
3		13/01/2016 17:52	13/01/2016 19:06	17:52:00	19:06:00	01:14:00	
4	Febrero	29/02/2016 19:46	29/02/2016 21:57	19:46:00	21:57:00	02:11:00	2:11:00
5		07/03/2016 19:35	07/03/2016 20:22	19:35:00	20:22:00	00:47:00	
6	Marzo	23/03/2016 14:10	23/03/2016 17:10	14:10:00	17:10:00	03:00:00	3:47:00
7		03/04/2016 13:18	03/04/2016 15:53	13:18:00	15:53:00	02:35:00	
8	Abril	10/04/2016 12:38	10/04/2016 14:50	12:38:00	14:50:00	02:12:00	4:47:00
9	Mayo	0:00:00	0:00:00	00:00:00	00:00:00	00:00:00	0:00:00
10	Junio	0:00:00	0:00:00	00:00:00	00:00:00	00:00:00	0:00:00
Total							13:46:00

Fuente: ElectroSur S.A., 2016.

En el presente cuadro se detalla diez (10) interrupciones ocasionadas por descargas atmosféricas y trece (13) horas con cuanta y seis (46) minutos, sin el servicio de energía eléctrica en el Distrito de Ichuña, durante el primer semestre.

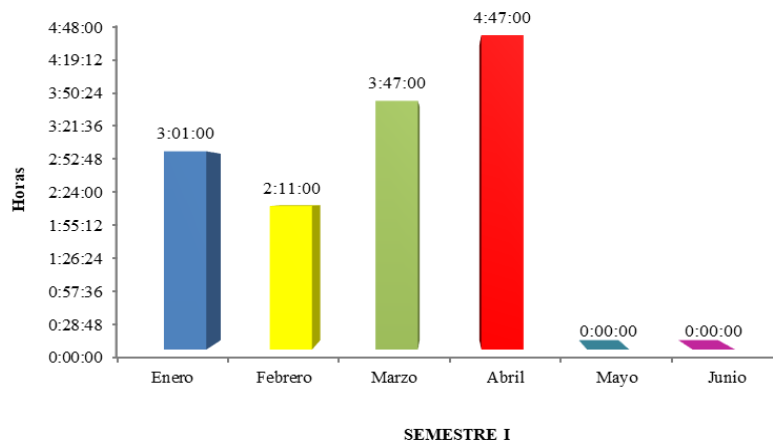


Figura 25. Diagrama de horas de interrupción de energía eléctrica – semestre I.

Fuente: Elaboración propia.

A continuación observaremos la situación del semestre II del Distrito de Ichuña – Provincia General Sánchez Cerro – Región Moquegua, año 2016.

Tabla 22

Cantidad de horas de interrupción de energía eléctrica – semestre II.

Item	Mes	Fecha inicial	Fecha final	Hora inicial	Hora final	Duración	Total
1	Julio	0:00:00	0:00:00	00:00:00	00:00:00	00:00:00	0:00:00
2	Agosto	0:00:00	0:00:00	00:00:00	00:00:00	00:00:00	0:00:00
3	Setiembre	18/09/2016 17:17	18/09/2016 18:26	17:17:00	18:26:00	01:09:00	1:09:00
4		01/10/2016 19:31	02/10/2016 6:10	19:31:00	06:10:00	10:39:00	
5	Octubre	03/10/2016 11:40	03/10/2016 16:05	11:40:00	16:05:00	04:25:00	18:49:00
6		09/10/2016 17:51	09/10/2016 20:30	17:51:00	20:30:00	02:39:00	
7		10/10/2016 17:47	10/10/2016 18:38	17:47:00	18:38:00	00:51:00	
8	Noviembre	11/10/2016 17:00	11/10/2016 17:15	17:00:00	17:15:00	00:15:00	4:00:00
9		10/11/2016 15:02	10/11/2016 16:59	15:02:00	16:59:00	01:57:00	
10		26/11/2016 18:17	26/11/2016 20:20	18:17:00	20:20:00	02:03:00	
11		03/12/2016 14:42	03/12/2016 17:08	14:42:00	17:08:00	02:26:00	
12	Diciembre	04/12/2016 9:52	04/12/2016 12:20	09:52:00	12:20:00	02:28:00	11:10:00
13		05/12/2016 10:38	05/12/2016 11:19	10:38:00	11:19:00	00:41:00	
14		07/12/2016 14:28	07/12/2016 17:00	14:28:00	17:00:00	02:32:00	
15		26/12/2016 13:40	26/12/2016 13:47	13:40:00	13:47:00	00:07:00	
16		26/12/2016 17:01	26/12/2016 18:16	17:01:00	18:16:00	01:15:00	
17		29/12/2016 14:14	29/12/2016 15:55	14:14:00	15:55:00	01:41:00	
Total							35:08:00

Fuente: ElectroSur S.A., 2016.

En la presente tabla se detalla diez y siete (17) interrupciones ocasionadas por descargas atmosféricas y treinta y cinco (35) horas con ocho (08) minutos, sin el servicio de energía eléctrica en el Distrito de Ichuña, durante el segundo semestre.

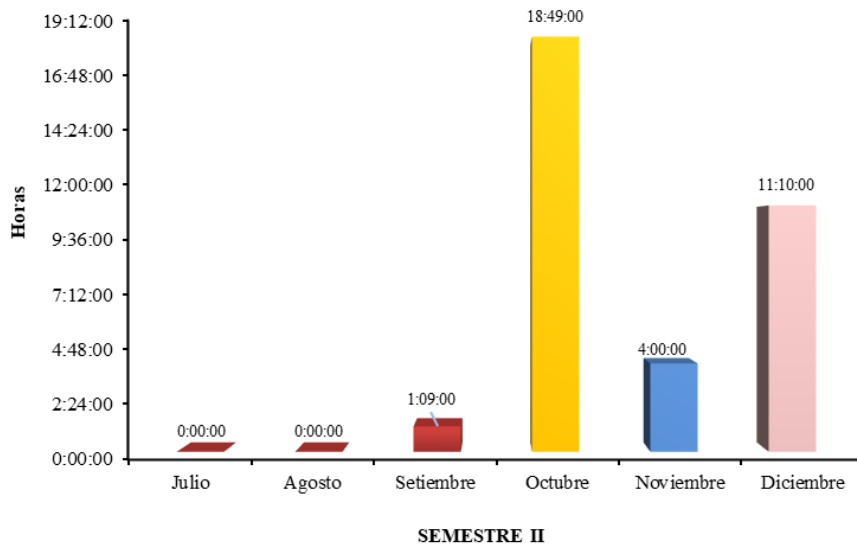


Figura 26. Diagrama de horas de interrupción de energía eléctrica – semestre II.

Fuente: Elaboración propia.

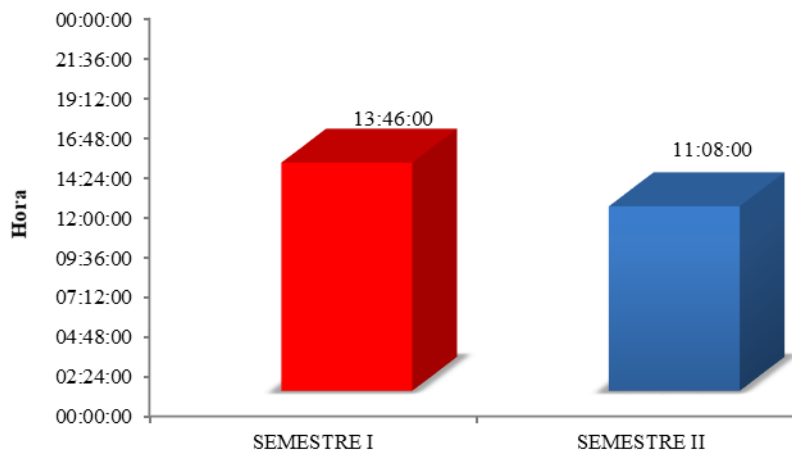


Figura 27. Comparación total en horas de interrupción de energía eléctrica.

Fuente: Elaboración propia.

**4.1.15. Consumo de energía eléctrica anual en Kw-h del distrito Ichuña –
Provincia General Sánchez Cerro – Región Moquegua, año 2016**

Tabla 23

Consumo de energía eléctrica anual.

Mes	Tarifa	Consumo (kw-h)
Enero	BT5B	16 282,00
Febrero	BT5B	12 992,00
Marzo	BT5B	21 153,00
Abril	BT5B	15 804,00
Mayo	BT5B	16 812,00
Junio	BT5B	22 744,00
Julio	BT5B	21 235,00
Agosto	BT5B	21 769,00
Setiembre	BT5B	18 122,00
Octubre	BT5B	20 490,00
Noviembre	BT5B	22 994,00
Diciembre	BT5B	21 077,00
Total kw-h		231 474,00

Fuente: ElectroSur S.A., 2016.

De la presente tabla, se detalla el consumo anual de energía eléctrica del Distrito de Ichuña en Kw-h con una cantidad de doscientos treinta y un mil cuatrocientos setenta y cuatro (231 474,00) Kw-h, durante el segundo el año 2016.

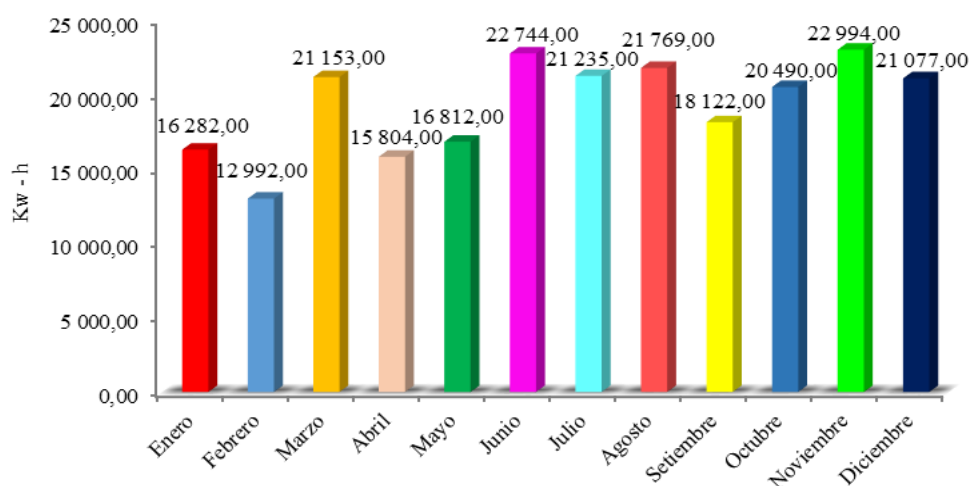


Figura 28. Diagrama de consumo de energía eléctrica anual.

Fuente: Elaboración propia.

4.1.16. Consumo de energía eléctrica Semestral en Kw-h del distrito Ichuña – Provincia General Sánchez Cerro – Región Moquegua, año 2016

Tabla 24

Consumo de energía eléctrica semestre I.

Mes	Tarifa	Consumo (kw-h)
Enero	BT5B	16 282,00
Febrero	BT5B	12 992,00
Marzo	BT5B	21 153,00
Abril	BT5B	15 804,00
Mayo	BT5B	16 812,00
Junio	BT5B	22 744,00
Total Kw-h		105 787,00

Fuente: ElectroSur S.A., 2016.

De la presente tabla, se detalla el consumo de energía eléctrica del Distrito de Ichuña del primer semestre con un total de ciento y cinco mil setecientos ochenta y siete (105 787,00) Kw-h, durante el año 2016.

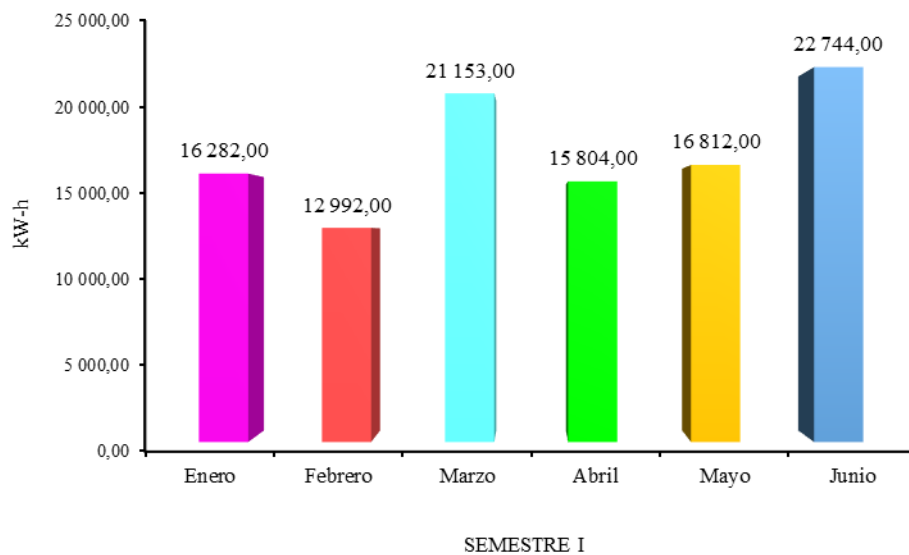


Figura 29. Diagrama de consumo de energía eléctrica – Semestre I.

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 25

Consumo de energía eléctrica semestre II.

Mes	Tarifa	Consumo (kw-h)
Julio	BT5B	21 235,00
Agosto	BT5B	21 769,00
Setiembre	BT5B	18 122,00
Octubre	BT5B	20 490,00
Noviembre	BT5B	22 994,00
Diciembre	BT5B	21 077,00
Total Kw-h		125 687,00

Fuente: ElectroSur S.A., 2016.

De la presente tabla, se detalla el consumo de energía eléctrica del Distrito de Ichuña del segundo semestre con un total de ciento veinte y cinco mil seis cientos ochenta y siete (125 687,00) Kw-h, durante el año 2016.

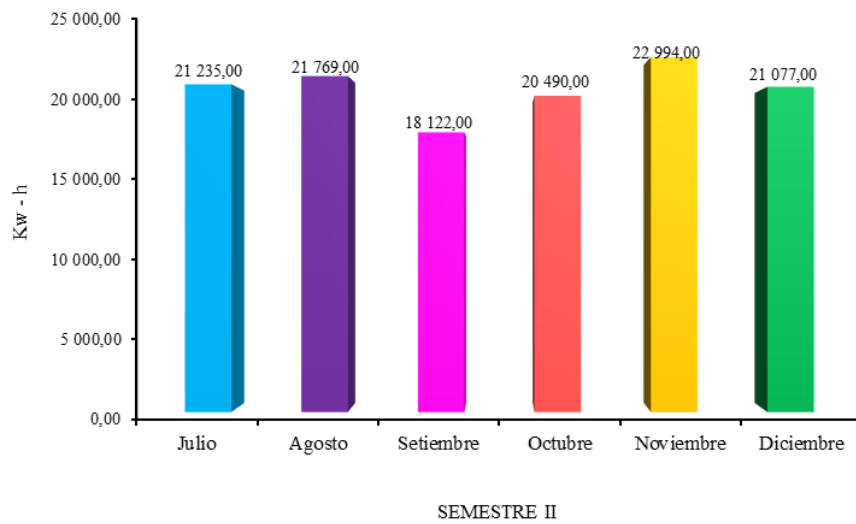


Figura 30. Diagrama de consumo de energía eléctrica – Semestre II.

Fuente: Elaboración propia.

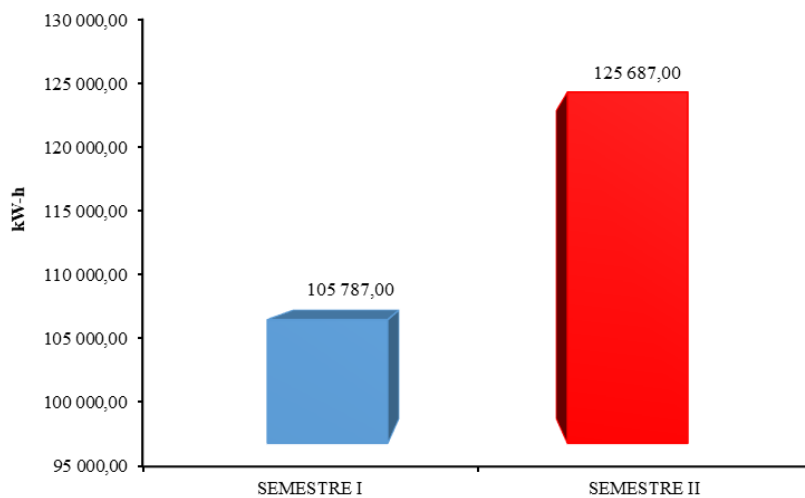


Figura 31. Comparación de consumo de energía eléctrica – Semestre I – II.

Fuente: Elaboración propia.

4.1.17. Cantidad de usuarios afectados por la interrupción del sistema eléctrico rural del Distrito de Ichuña – Provincia General Sánchez Cerro – Región Moquegua, año 2016

Tabla 26

Cantidad de usuarios afectados por interrupción de energía eléctrica

Ubicación	Año	Total de usuarios
Distrito de Ichuña - Provincia General Sánchez Cerro - Región Moquegua.	2016	451

Fuente: Electrosur S.A., 2016.

Como observamos en el presente cuadro, tenemos la información correspondiente al año 2016, respecto a la cantidad de usuarios que se benefician con el sistema eléctrico rural en el Distrito de Ichuña – Provincia General Sánchez Cerro – Región Moquegua (Apéndice 02), pero que actualmente son afectados por las constantes interrupciones que presenta dicho servicio de energía eléctrica, originando gran malestar e insatisfacción a los usuarios por su deficiente calidad.

Asimismo, estos usuarios también son afectados por daños materiales que son causados por las interrupciones o cortes de energía ocasionados por las precipitaciones fluviales o atmosféricas que conllevan a una deficiente calidad del servicio de energía eléctrica para el Distrito de Ichuña – Provincia General Sánchez Cerro – Región Moquegua.

4.1.18. Cantidad de interrupciones registradas del servicio de energía eléctrica según el tipo de evento del Distrito de Ichuña – Provincia General Sánchez Cerro – Región Moquegua, año 2016

Tabla 27

Interrupciones registradas según el tipo de evento.

Distrito	Tipo de evento	Cantidad de interrupciones
Ichuña	Descargas Atmosféricas	23
	Lluvias	8
	Fallas de Red	15
	Vientos	5
	Corte programado	2
	Total	53

Fuente: ElectroSur S.A., 2016.

En el presente cuadro, tenemos la información correspondiente a la cantidad de interrupciones del servicio de energía eléctrica rural del Distrito de Ichuña – Provincia General Sánchez Cerro – Región Moquegua, durante el año 2016, registradas según el tipo de evento que afectan a los usuarios beneficiados por dicho sistema, advirtiéndose que la mayor cantidad de interrupciones son originadas por descargas atmosféricas.

4.1.19. Compensación del sistema eléctrico rural del Distrito de Ichuña – Provincia General Sánchez Cerro – Región Moquegua, año 2016

Tabla 28

Compensación del sistema de energía eléctrica del Distrito de Ichuña.

Distrito	Semestre	Tipo de cambio	Reporte a Osinergmin	
			Dólar	Soles
Ichuña	2016 I	3,36	2 588,28	8 599,18
	2016 II	3,287	14 060,50	46 216,86
	Total		16 648,78	54 816,04

Fuente: ElectroSur S.A., 2016.

En la presente tabla se observa la compensación monetaria por parte de la empresa distribuidora del servicio de energía eléctrica rural a la entidad supervisora *Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas* (Osinergmin), por incumplimiento de la *Norma Técnica de Calidad del Sistema eléctrico Rural* (NTCSER), debido a las deficiencias ocasionadas por las interrupciones del sistema eléctrico rural (SER) brindado a los usuarios del Distrito de Ichuña – Provincia General Sánchez Cerro – Región Moquegua, en el año 2016.

La función principal de la entidad supervisora – *Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas* (Osinergmin) es regular, supervisar y fiscalizar a las empresas de los sectores de energía y minería que no cumplan con lo establecido.

Como se aprecia, el monto S/ 54 816,04 mostrado en la tabla, es el monto de pérdida para la empresa distribuidora ElectroSur S.A., logrando a través del presente proyecto de investigación optimizar la calidad de servicio de energía eléctrica para todo los usuarios beneficiados por dicho servicio en el Distrito de Ichuña – Provincia General Sánchez Cerro, Región Moquegua, en el año 2016, lo cual a su vez se traduce en una notable reducción del monto a ser compensado por la empresa distribuidora de energía eléctrica ElectroSur S.A. al Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (Osinergmin)

4.1.20. Cuadros comparativos de los años 2014 al 2016, respecto a los costos de las compensaciones por interrupciones del sistema eléctrico rural del Distrito de Ichuña – Provincia General Sánchez Cerro – Región Moquegua

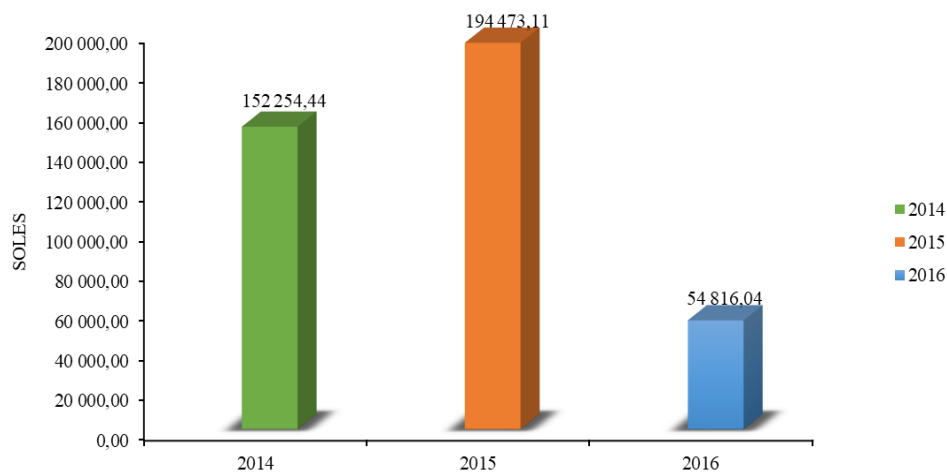


Figura 32. Costo de compensaciones de los años 2014 al 2016.

Fuente: ElectroSur S.A., 2016.

En la presente figura observamos los costos de las compensaciones o sanciones de los años 2014 al 2016, por el incumplimiento de la NTCSE y no respetar las tolerancias de calidad de suministro como se muestra en la tabla 19; verificándose que en estos años, los costos por concepto de compensación por fallas en el servicio de energía eléctrica son elevados, siendo necesaria la implementación de un nuevo sistema de protección y coordinación con cable de guarda que reduzca las mencionadas fallas, consecuentemente la reducción de los montos por compensación.

4.1.21. Descripción gráfica por semestres, del año 2016, respecto a los costos de las compensaciones por interrupciones en sistema eléctrico rural del Distrito de Ichuña – Provincia General Sánchez Cerro – Región Moquegua, año 2016

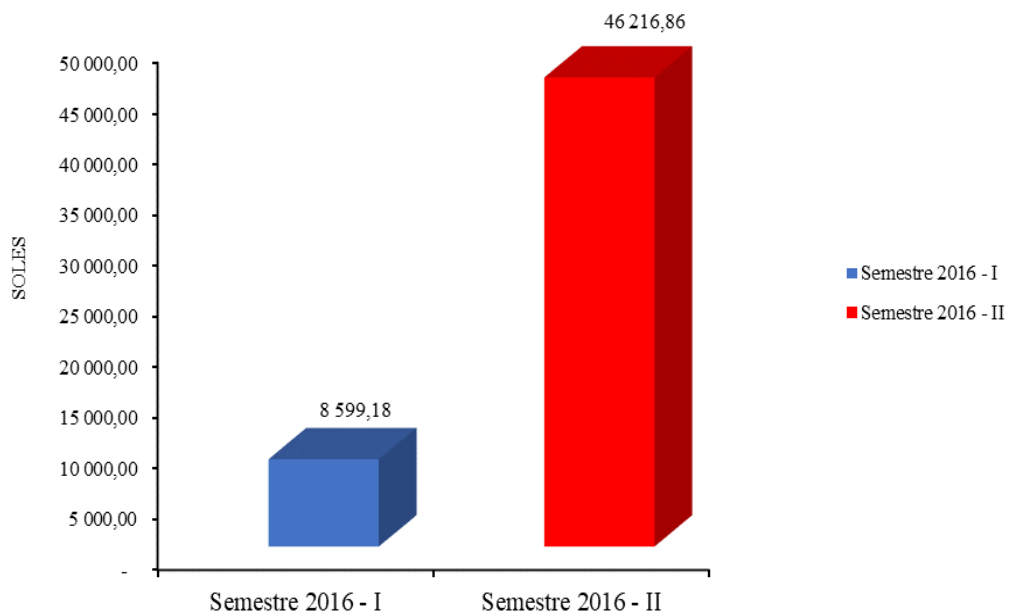


Figura 33. Compensación de costos por semestres – año 2016.

Fuente: Electrosur S.A., 2016.

En la presente figura se observa que durante el año 2016 se ha incumplido la NTCSEER referente a la tolerancia de calidad suministro (tabla 19); así, observamos que en el semestre 2016-I el monto por compensación es de S/ 8 599,18 y el semestre 2016-II por un de S/ 46 2016,86, situación que será superada con la implementación de un nuevo sistema de protección y coordinación con cable de guarda, que reduzca las mencionadas fallas y ubique el servicio brindado dentro de la tolerancia de interrupciones permisible según la norma.

4.1.22. Cálculos justificativos

En el presente capítulo se presentan los resultados de los cálculos realizados, que tienen como base toda la información recopilada y su procesamiento para realizar los cálculos necesarios, para hallar la protección con el método de apantallamiento para la línea, cálculo de flujo de carga y cálculo de corrientes de corto circuito (simétrico y asimétrico).

En cada caso se hace una breve sustentación de los métodos utilizados para el cálculo de apantallamiento, flujo de carga y corto circuito.

Para los cálculos de flujo de carga y corto circuito fue necesario el uso del software Neplan, se hace una breve descripción del programa utilizado, sus bondades, módulos con que cuenta, y compatibilidad con los programas utilizados en la empresa distribuidora de energía eléctrica para el cálculo de los parámetros necesarios.

4.1.22.1. Cálculo de apantallamiento.

Para determinar la efectividad del apantallamiento del hilo de guarda utilizaremos el método de Burgsdorf – Kostenko como se muestra a continuación.

Hallamos la densidad de descarga a tierra por km² al año con la ecuación 3, donde el nivel isocerámico donde se muestra en la figura 7, es de TD = 30 días de tormenta al año.

$$N_g = 0,04 \times Td^{1,25}$$

$$N_g = 0,04 \times 30^{1,25}$$

$$N_g = 2,81 \text{ Descargas/km}^2/\text{año}$$

Se calculará el número de descargas donde $N_s = \text{descargas}/100\text{km}/\text{año}$, a continuación la ecuación 2 viene expresada de la siguiente manera.

$$N_s = N_g \left(\frac{28h^{0,6} + b}{10} \right)$$

$$N_s = 2,81 \left(\frac{28 \times 13^{0,6} + 0}{10} \right)$$

$$N_s = 36,66 \text{ Descargas}/100 \text{ km}/\text{año}$$

Se expresa en función del ángulo de protección y de la altura, mediante la siguiente expresión

$$\text{Log}_{10}P_0 = \theta x \frac{\sqrt{h}}{90} - 2$$

$$\text{Log}_{10}P_0 = 35x \frac{\sqrt{11,90}}{90} - 2$$

$$\text{Log}_{10}P_0 = -0,65847$$

$$\text{Log}_{10}P_0 = \theta x \frac{\sqrt{h}}{90} - 2$$

$$10^{-0,65847} = P$$

$$P = 0,219\%$$

$$P_1(I_R > I) = \left(\frac{1}{1 + \left(\frac{I}{I_{first}}\right)^{2,6}} \right)$$

$$P_1 = \left(\frac{1}{1 + \left(\frac{2}{31}\right)^{2,6}} \right)$$

$$P_1 = 9,99$$

$$N_{SF} = N_S \times P_1 \times P_0 \times 10^{-4}$$

$$N_{SF} = 36,66 \left(\frac{\text{Descarga}}{\frac{100\text{km}}{\text{año}}} \right) \times 9,99 \times 0,219 \times 10^{-4}$$

$$N_{SF} = 0,08021 \left(\frac{\text{Salidas}}{\frac{100\text{km}}{\text{año}}} \right)$$

$$T_S = N_{SF} \times \text{Long Línea}$$

$$T_S = 0,08021 \times 64$$

$$T_S = 5,133 \text{ salidas/año}$$

En la tabla 27, se observa las interrupciones con un total de cincuenta y tres (53) y por descargas atmosféricas con veintitrés (23) interrupciones, usando el método de apantallamiento de Burgsdorf – Kostenko se logró la reducción de las descargas atmosféricas a cinco (5) salidas por año. A continuación se muestra una tabla actualizada del total de interrupciones de energía eléctrica en el Distrito de Ichuña, Provincia General Sánchez Cerro, Región Moquegua, año 2016, utilizando el método de apantallamiento de Burgsdorf – Kostenko, observándose un total de 35 interrupciones.

Tabla 29

Resultado de interrupciones por el Método Burgsdorf – Kostenko.

Distrito	Tipo de evento	Cantidad de interrupciones
Ichuña	Descargas Atmosféricas	5
	Lluvias	8
	Fallas de Red	15
	Vientos	5
	Corte programado	2
	Total	35

Fuente: Elaboración propia.

4.1.22.2. Cálculo de compensaciones.

a) Semestre I

Donde:

e = Es la compensación unitaria por incumplimiento con la calidad de suministro.

E = Es el factor que considera la magnitud de los indicadores de calidad de suministro.

Compensación por interrupciones = e x E x ENS. (Ecuación 10)

$E = [1 + (NIC - NIC')/NIC' + (DIC - DIC')/DIC']$ (Ecuación 11)

Donde:

NIC = 7 interrupciones/semestre

DIC = 28 horas/semestre

NIC' = 8 interrupciones/semestre

DIC' = 14 horas/semestre

$E = [1 + (8 - 7)/7 + (14 - 28)/28]$

E= 0,64

ENS = NHI x ERS / (NHS-NHI).....Expresada en kw.h. (Ecuación 12)

Donde:

ENS = Es la energía teóricamente no suministrada a los clientes del suministrado.

NHI = Es el número de horas promedio sin servicio eléctrico.

ERS = Es la energía registrada durante el semestre en el SER

NHS = Es el número de horas del semestre.

$$ENS = 2 \text{ hr} \times (105\,787 \text{ kw-h}) / (14-2)\text{hr}$$

$$ENS = 17\,631,17 \text{ kw.h}$$

$$\text{Compensación por Interrupciones (CI)} = e \times E \times ENS$$

$$CI = (0,35 \text{ \$kw.h}) \times (0,64) \times (17\,631,17 \text{ kw.h})$$

$$CI = 3\,949,38 \text{ \$kw.h}$$

b) Semestre II

$$\text{Compensación por Interrupciones} = e \times E \times ENS$$

$$E = [1 + (NIC - NIC')/NIC' + (DIC - DIC')/DIC']$$

$$NIC = 7 \text{ interrupciones/semestre}$$

$$DIC = 28 \text{ horas/semestre}$$

$$NIC' = 15 \text{ interrupciones/semestre}$$

$$DIC' = 35 \text{ horas/semestre}$$

$$E = [1 + (15 - 7)/7 + (35 - 28)/28]$$

$$E = 2,39$$

$$ENS = NHI \times ERS / (NHS - NHI) \dots \dots \text{Expresada en kw.h}$$

$$ENS = 2 \text{ hr} \times (125\,687 \text{ kw-h}) / (106-2)\text{hr}$$

$$ENS = 2\,417,06$$

Compensación por Interrupciones (CI) = e x E x ENS

$$CI = (0,35 \text{ \$kw.h}) \times (2,39) \times (2\,417,06 \text{ kw.h})$$

$$CI = 2\,021,87 \text{ \$kw.h}$$

C) Semestre I – II

- Semestre I

$$CI_I = 3\,949,38 \text{ \$}$$

$$CI_I = 13\,269,92 \text{ Soles}$$

- Semestre II

$$CI_{II} = 2\,021,87 \text{ \$}$$

$$CI_{II} = 6\,631,73 \text{ Soles}$$

- Anual

$$T = CI_I + CI_{II}$$

$$T = 13\,269,92 \text{ Soles} + 6\,631,73 \text{ Soles}$$

$$T = 19\,901,65 \text{ Soles}$$

4.1.22.2.1. Antecedentes de los años 2014, 2015 y 2016 de costos por compensación por interrupciones SER sin el método de apantallamiento, comparado con la implementación del método de apantallamiento.

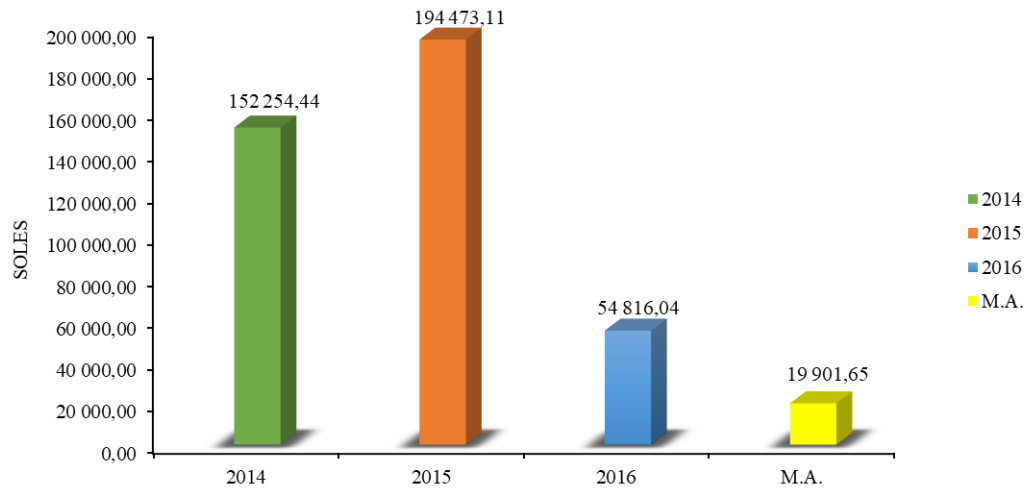


Figura 34. Antecedentes de costos por compensación por interrupciones SER sin el M.A., comparado con la implementación del M.A.

Fuente: Elaboración propia.

Esta figura detalla los antecedentes de los años 2014, 2015 y 2016 de costos de compensación por interrupciones SER, en los que no se aplicó el método de apantallamiento, siendo estos costos elevados; sin embargo, al implementar el método de apantallamiento este costo se reduce, específicamente en el año 2016 sobre el que recae la presente investigación significa una reducción de S/ 54 816,04 a S/ 19 901,65.

4.1.22.2.2. Comparación de costos por compensación sin/con implementación del método de apantallamiento.

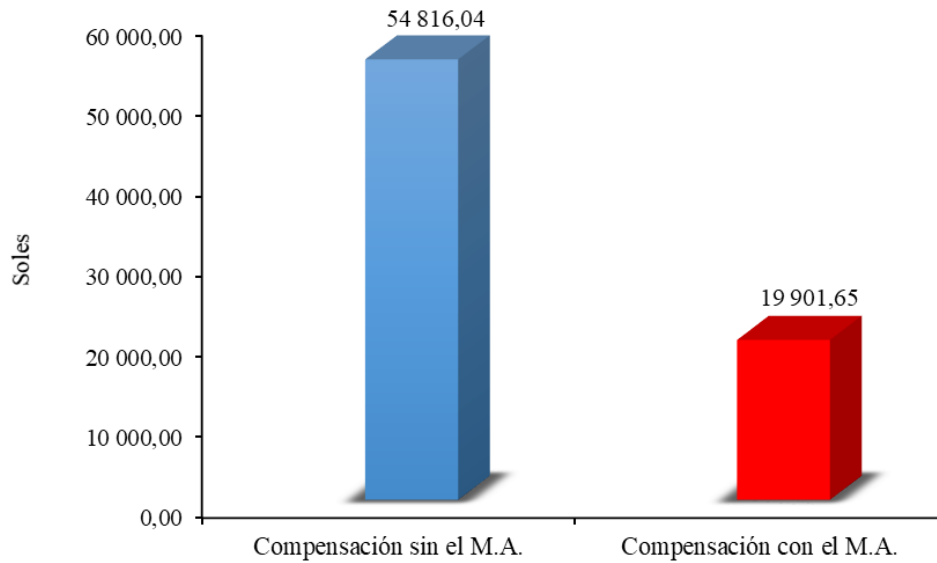


Figura 35. Comparación de costos por compensación sin/con implementación del M.A.

Fuente: Elaboración propia.

En esta figura tenemos que sin la implementación del método de apantallamiento el monto por compensación es de S/ 54 816,04 y al implementar el referido método se ha logrado que el costo por compensación por interrupciones del SER sea únicamente de S/ 19 901,65.

4.1.22.2.3. Comparación de porcentaje por compensación sin/con implementación del método de apantallamiento.

Tabla 30

Comparación de porcentaje por compensación sin/con implementación del M.A.

Descripción	Sin método de apantallamiento	Con método de apantallamiento	Reducción
Interrupciones SER	53	35	18
Descargas atmosféricas	23	5	18
Costos por compensación	S/54 816,04	S/19 901,65	S/34 914,39
Porcentaje de costos por compensación	100%	36%	64%

Fuente: Elaboración propia.

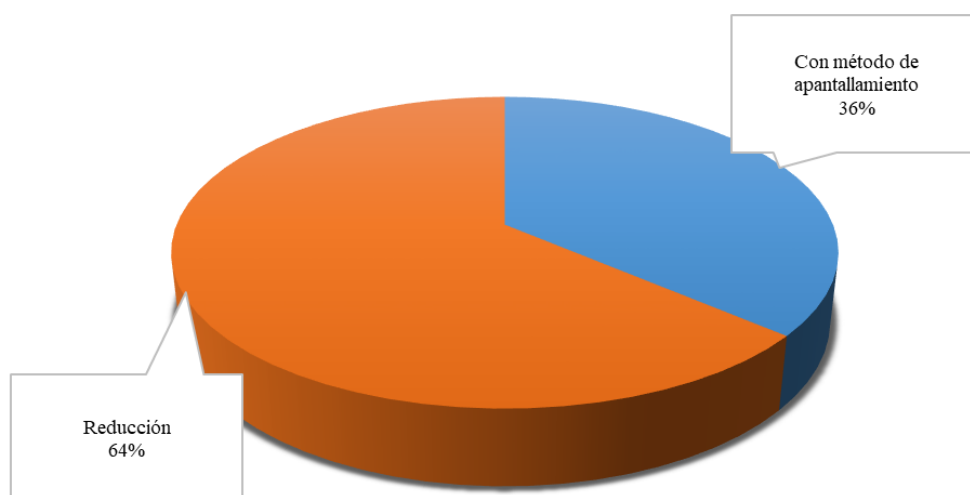


Figura 36. Explicación grafica de la reducción del monto por compensación usando el M.A.

Fuente: Elaboración propia.

En la presente figura, se muestra el porcentaje de compensación con la implementación del método de apantallamiento de Burgsdorf – Kostenko, representando ésta el 36 %; es decir, aplicando el mencionado método se pagará el

monto de S/ 19 901,65. Por lo tanto, el monto de reducción es de 64 %, que se traduce a S/ 34 914,39, significando ello una notable e importante reducción.

4.1.23. Análisis de flujo de potencia

Las simulaciones de flujo de carga y/o potencia, se calcularon con el método Newton Raphson para redes trifásicas e inyección de corrientes para redes altamente asimétricas como las redes rurales por tener derivaciones bifásicas y monofásicas.

Con los cálculos de flujo de potencia, se analiza el comportamiento del sistema eléctrico, para el cual se determinan las condiciones de operación a las que estarán sometidas las instalaciones del sistema eléctrico rural en media tensión.

4.1.23.1. Datos del sistema eléctrico rural.

Para realizar el análisis de flujo de potencia se ha considerado una red a partir de la S.E. Ubinas 33/22,9 kv. A partir de este punto se modela la red eléctrica de la trocal Ubinas – Ichuña, Provincia General Sánchez Cerro, Región Moquegua.

4.1.23.2. Ingreso de datos al programa Neplan.

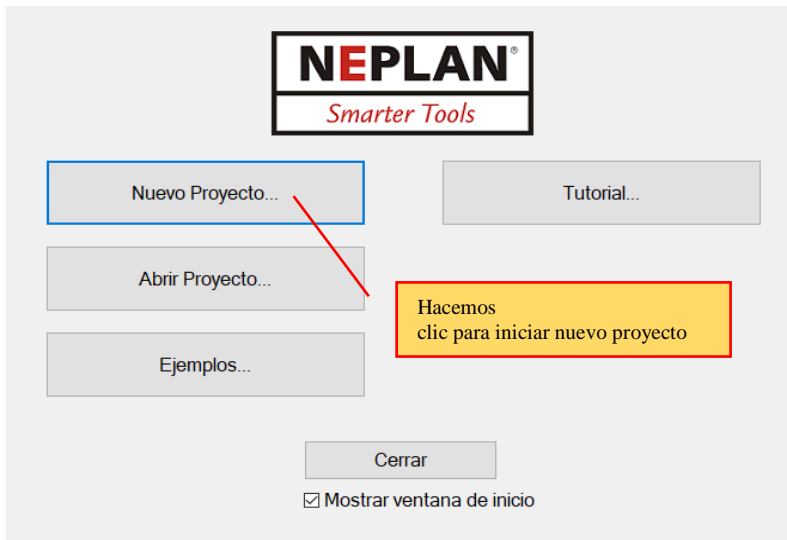


Figura 37. Ingreso al Software Neplan.

Fuente: Elaboración propia.

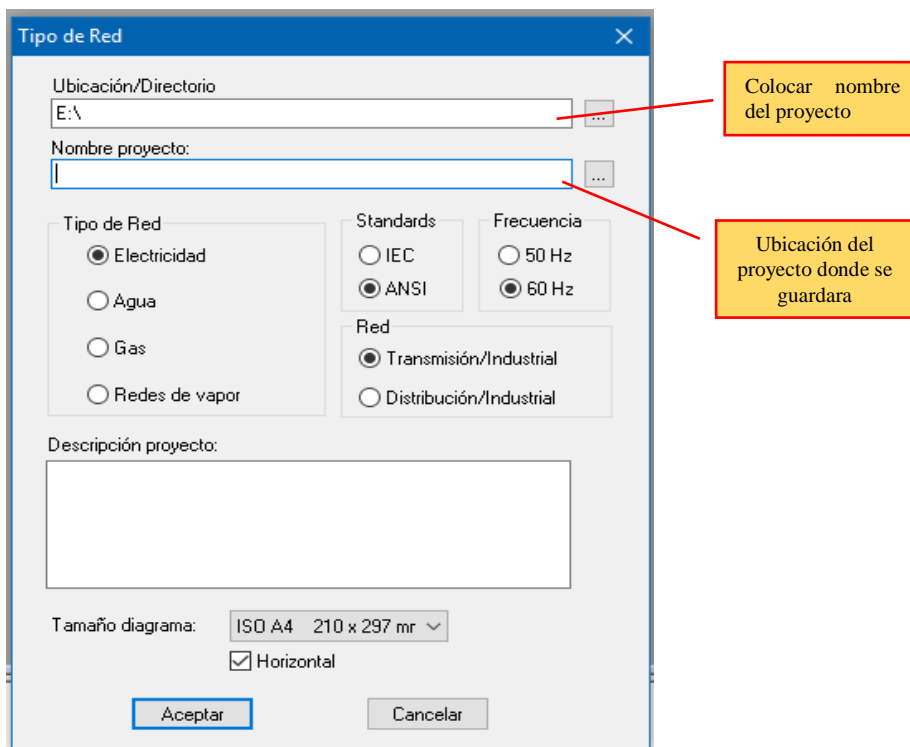


Figura 38. Creación de nuevo proyecto.

Fuente: Elaboración propia.

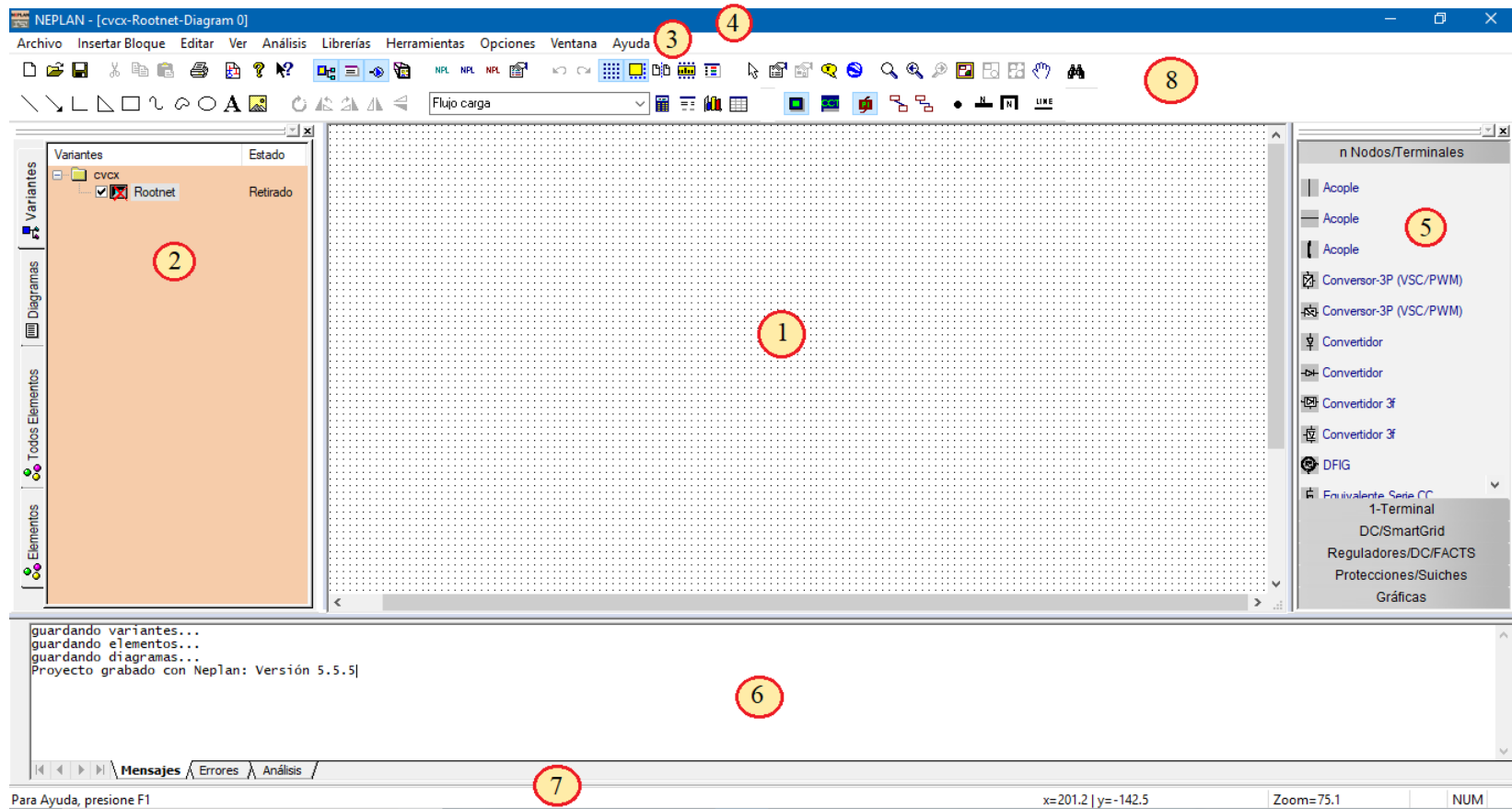


Figura 39. Pantalla de trabajo del proyecto.

Fuente: Elaboración propia.

Nota: 1. Área de trabajo para diagramas y tablas de datos, 2. Administrador de variantes, 3. Barra de opciones de menú, 4. Barra de título, 5. Ventanas de símbolos, 6. Ventanas de mensajes, 7. Barra de estado, 8. Barra de herramientas.



Figura 40. Iconos para equivalente de red.

Fuente: Elaboración propia.

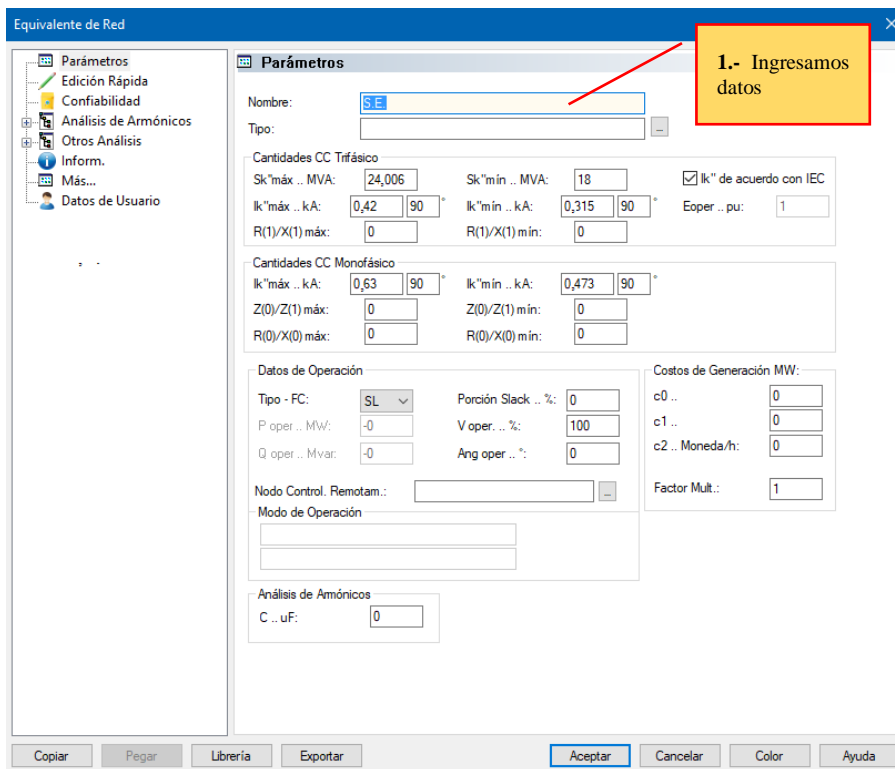


Figura 41. Datos de equivalente de red.

Fuente: Elaboración propia.

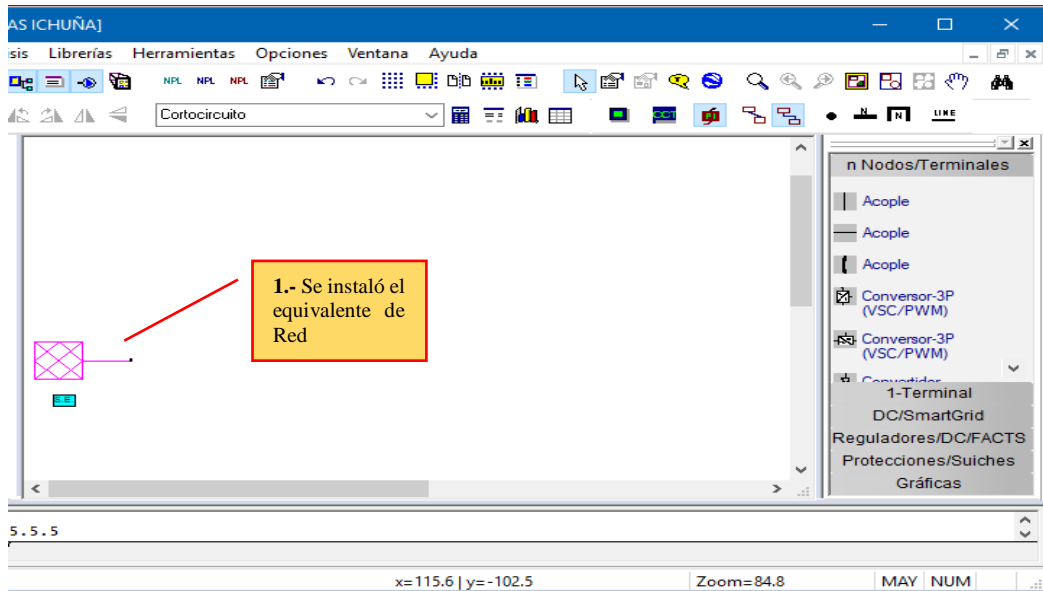


Figura 42. Visualización de equivalente de red.

Fuente: Elaboración propia.

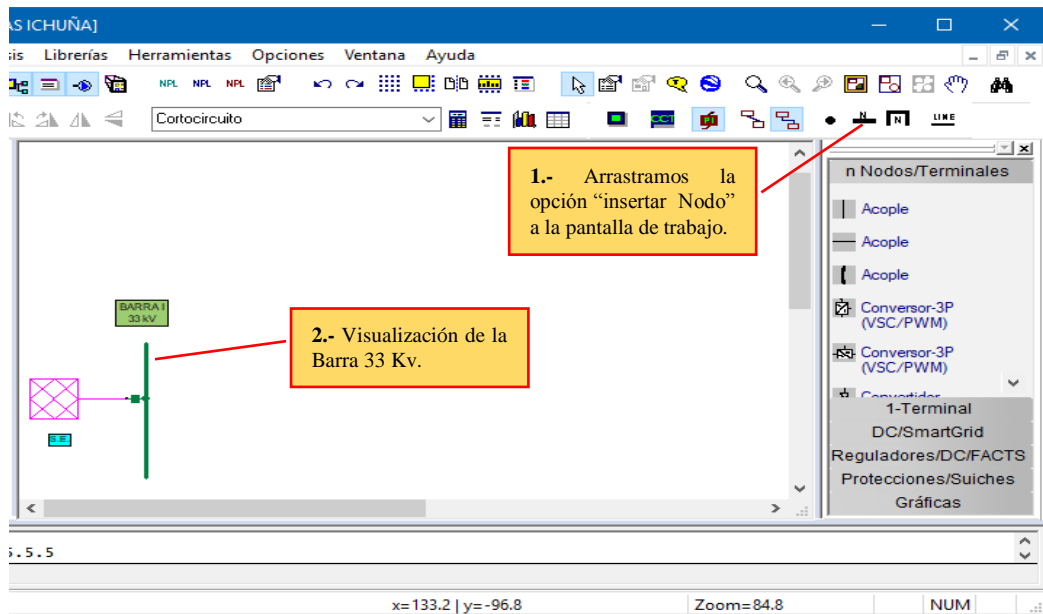


Figura 43. Instalación de barra 33 Kv.

Fuente: Elaboración propia.

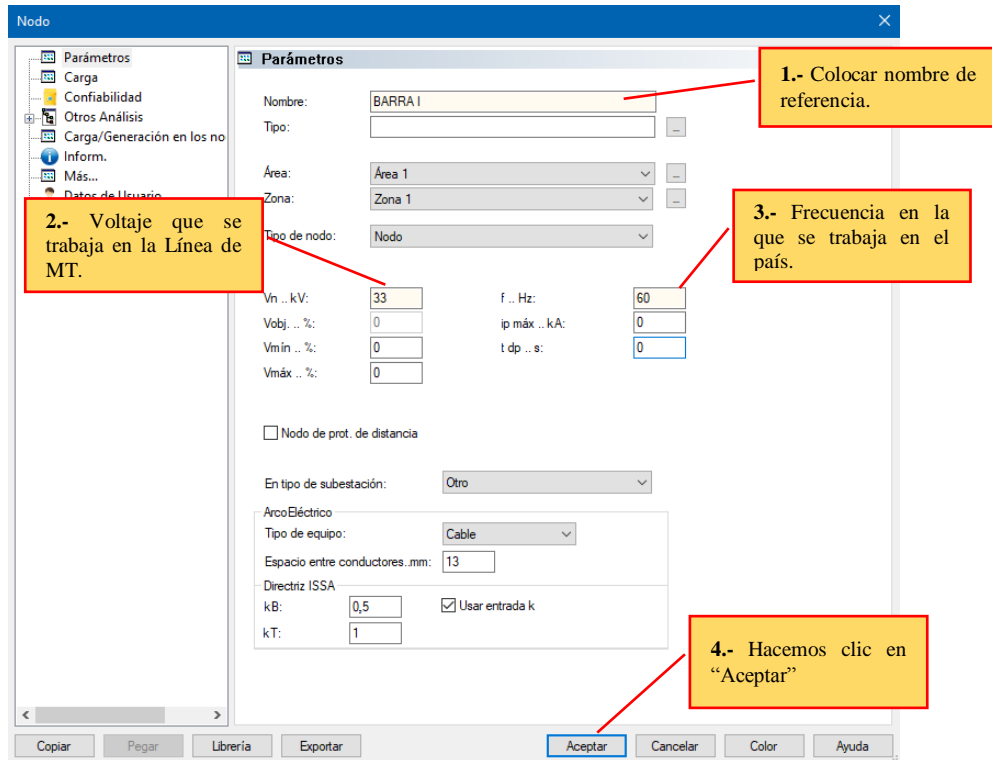


Figura 44. Datos de barra de 33 Kv.

Fuente: Elaboración propia.

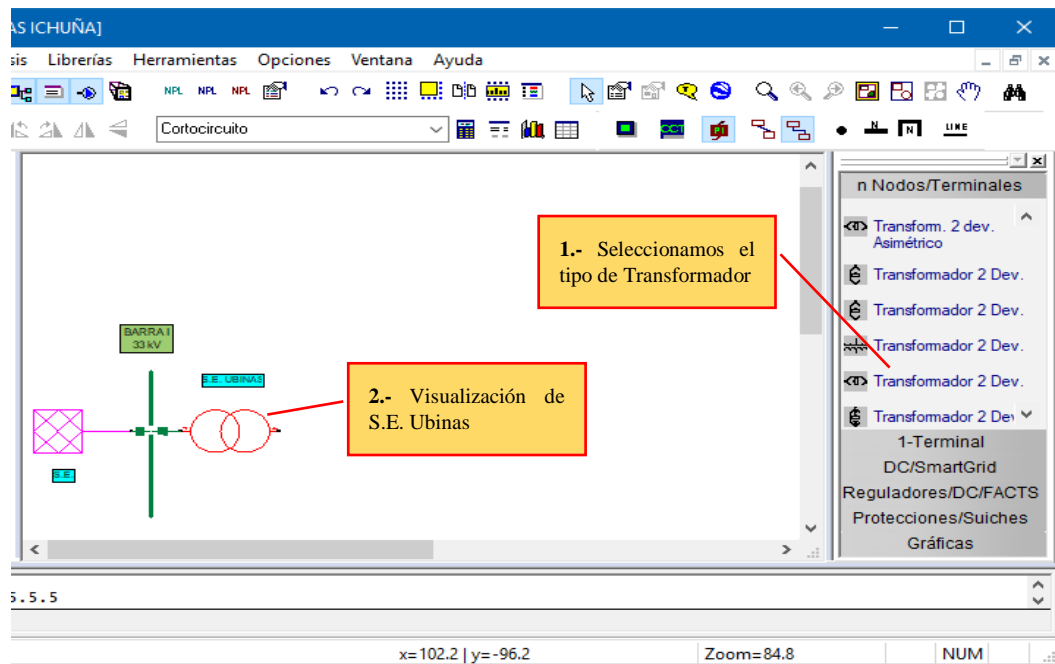


Figura 45. Instalación de transformador.

Fuente: Elaboración propia.

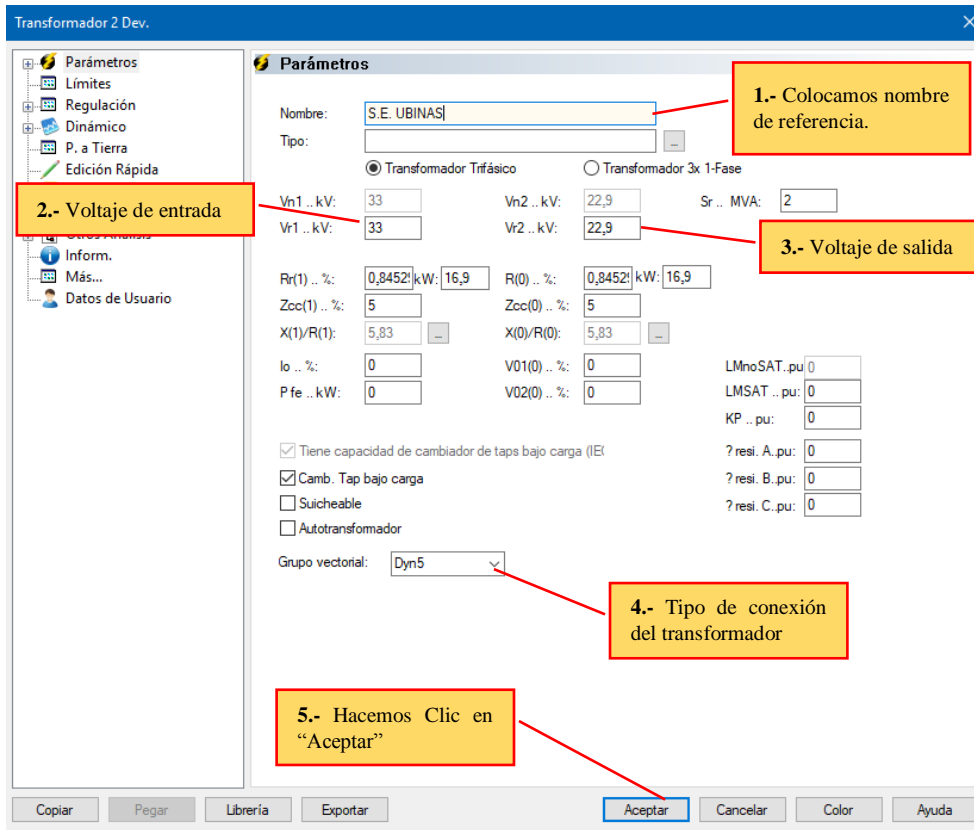


Figura 46. Datos de transformador.

Fuente: Elaboración propia.

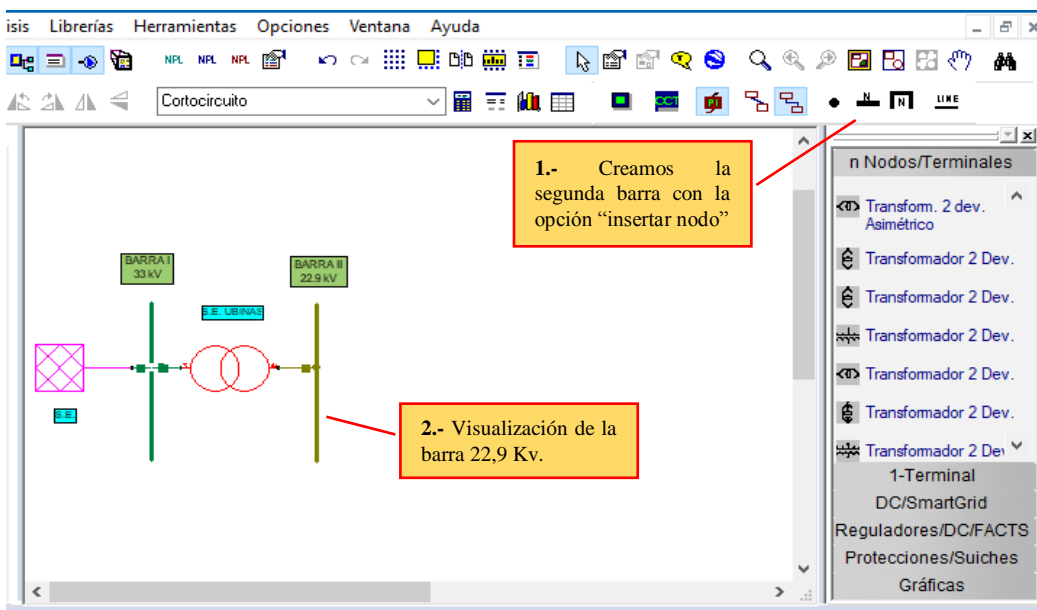


Figura 47. Instalación de la barra 22,9 kv.

Fuente: Elaboración propia.

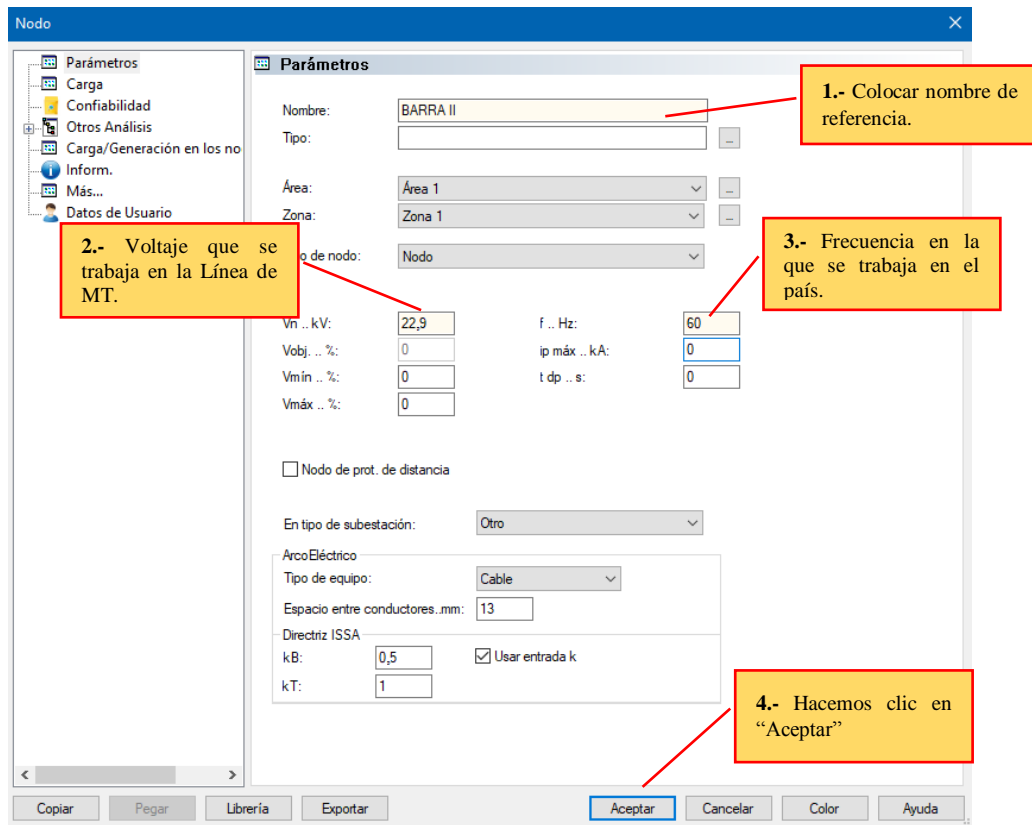


Figura 48. Datos de la barra 22,9 kv.

Fuente: Elaboración propia.

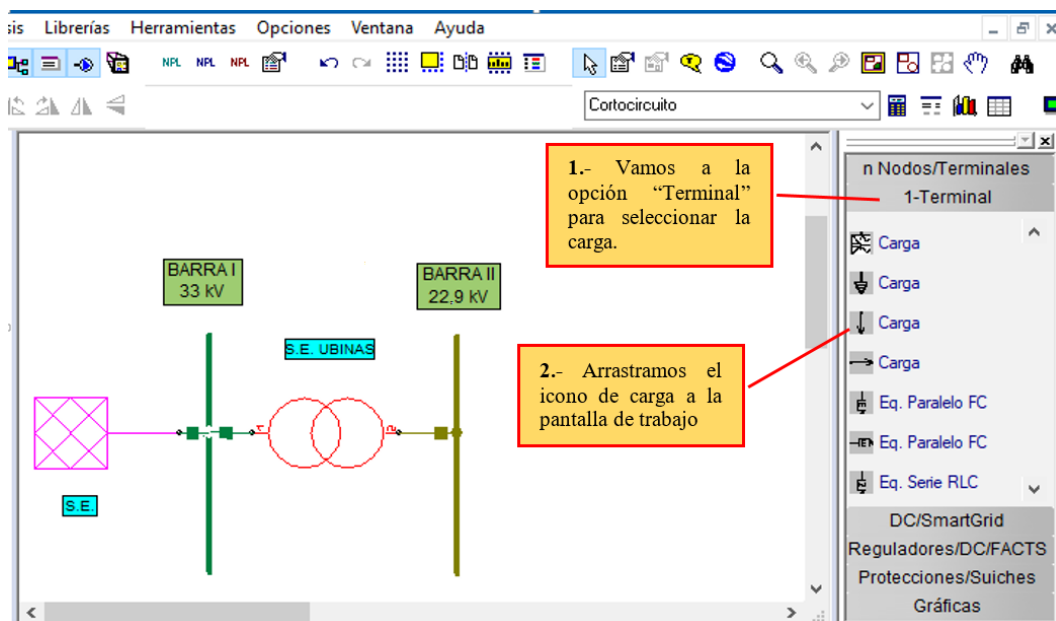


Figura 49. Selección de la carga.

Fuente: Elaboración propia.

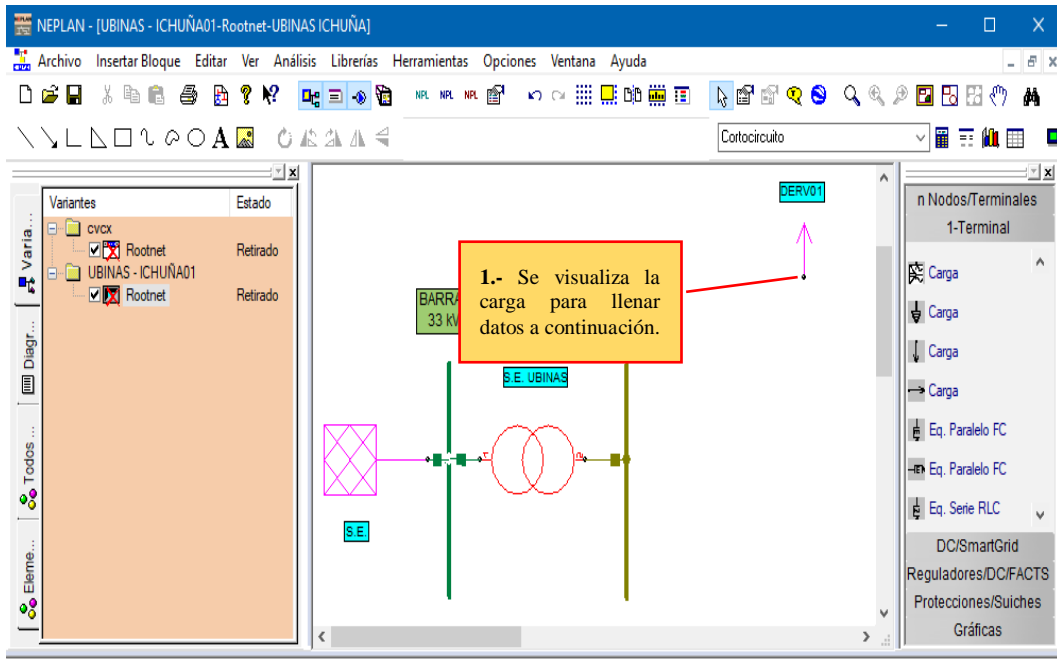


Figura 50. Visualización del icono de la carga.

Fuente: Elaboración propia.

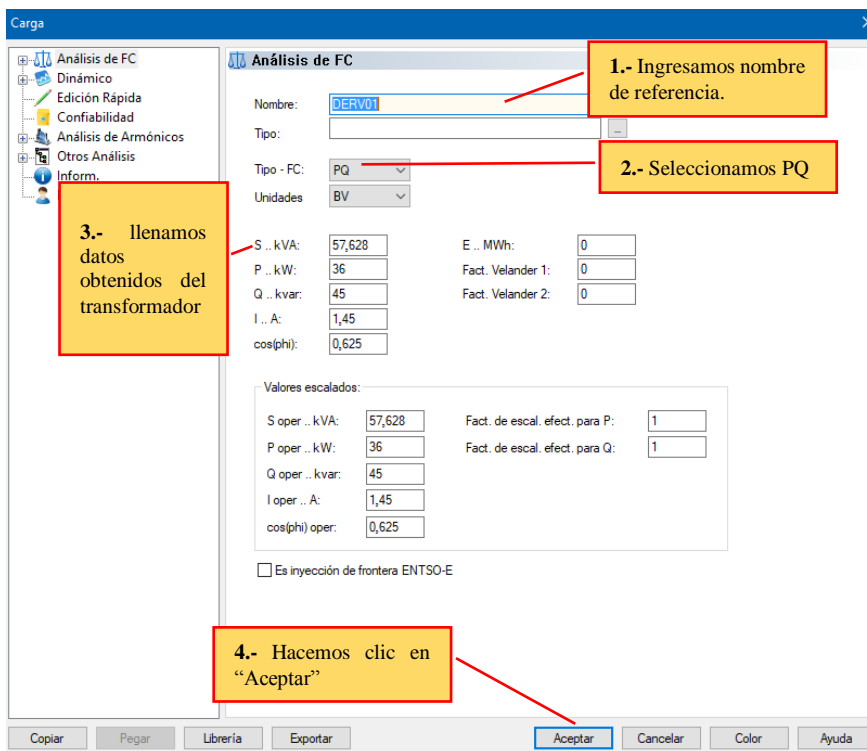


Figura 51. Datos de la carga.

Fuente: Elaboración propia.

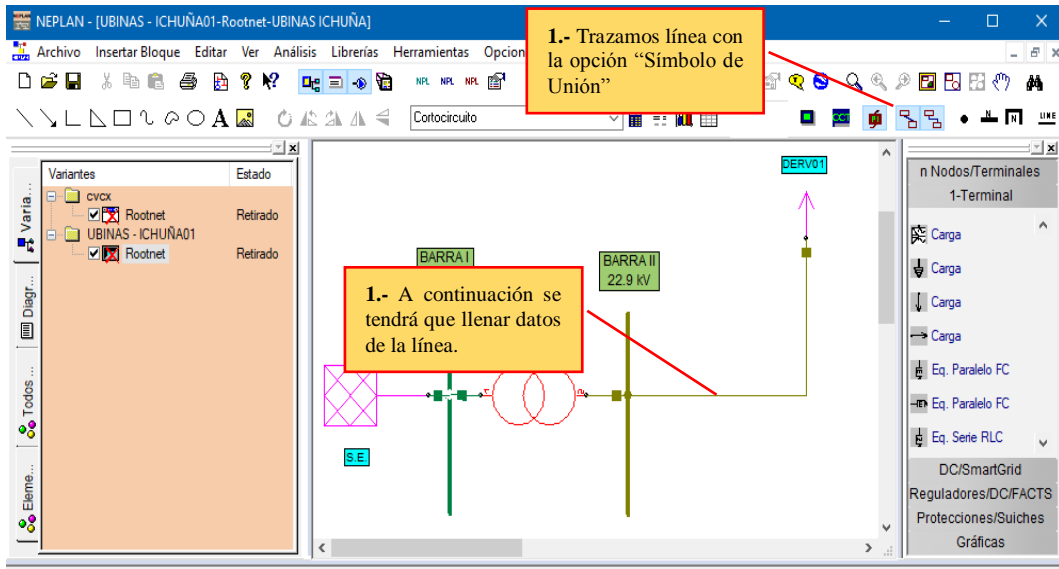


Figura 52. Instalación de la línea de MT.

Fuente: Elaboración propia.

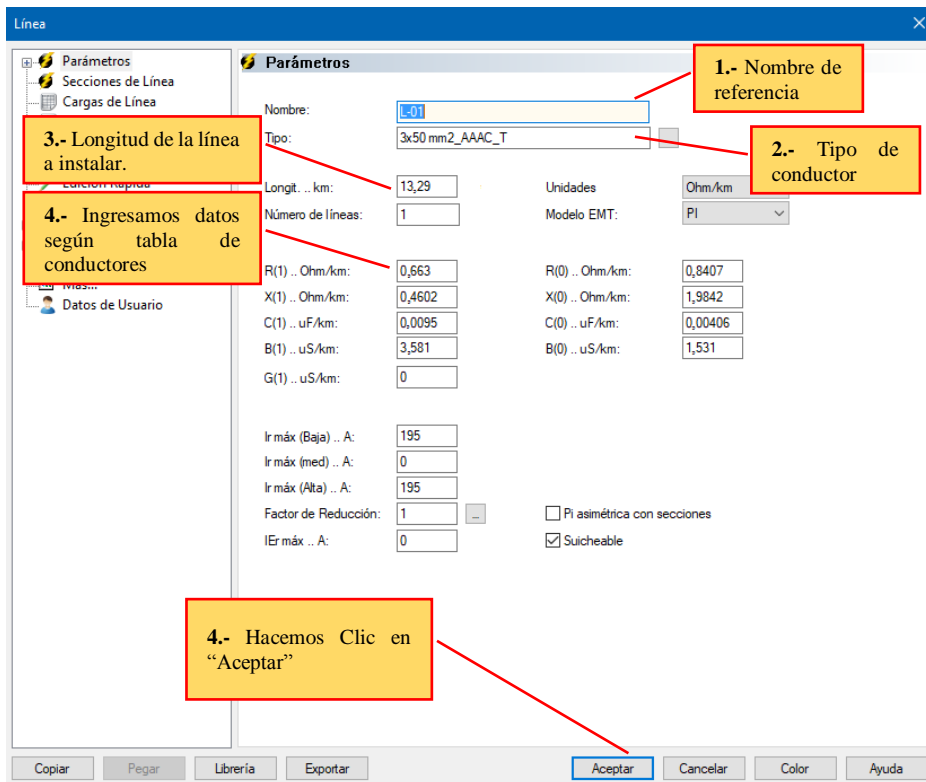


Figura 53. Datos de la línea de MT.

Fuente: Elaboración propia.

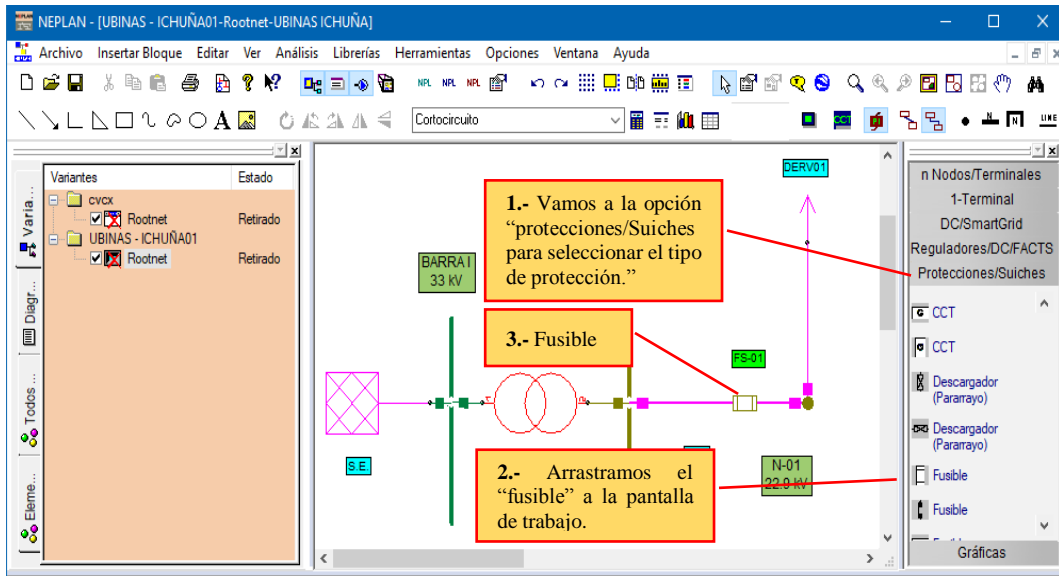


Figura 54. Instalación de fusible.

Fuente: Elaboración propia.

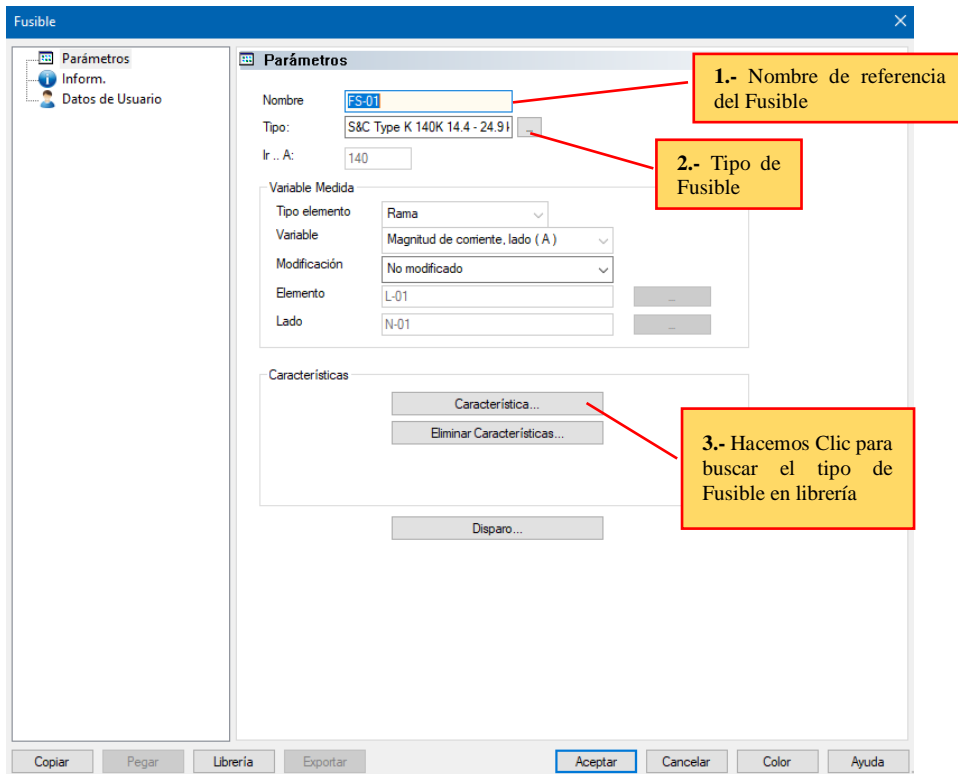


Figura 55. Datos de fusible.

Fuente: Elaboración propia.

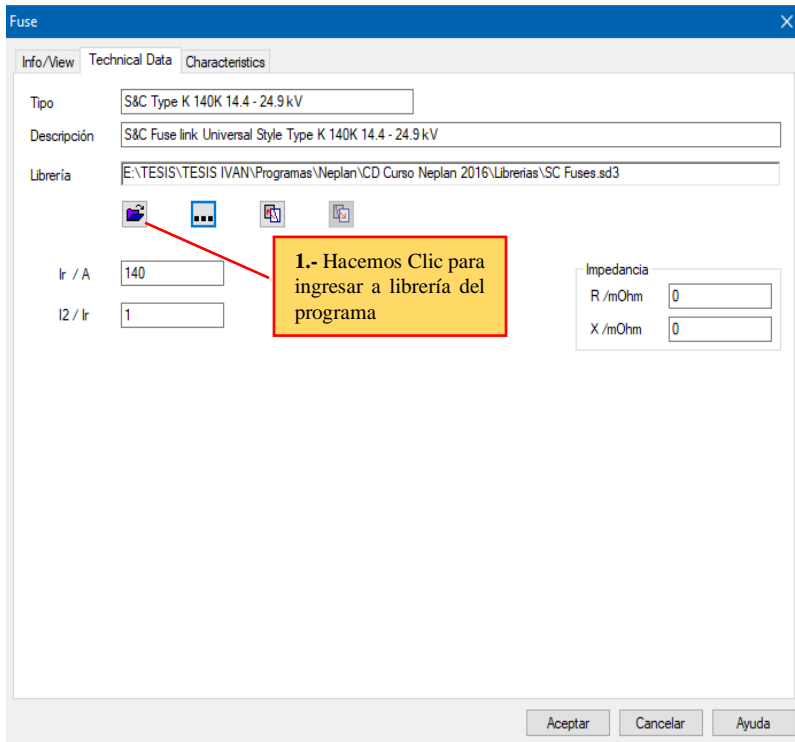


Figura 56. Datos técnicos del fusible.

Fuente: Elaboración propia.

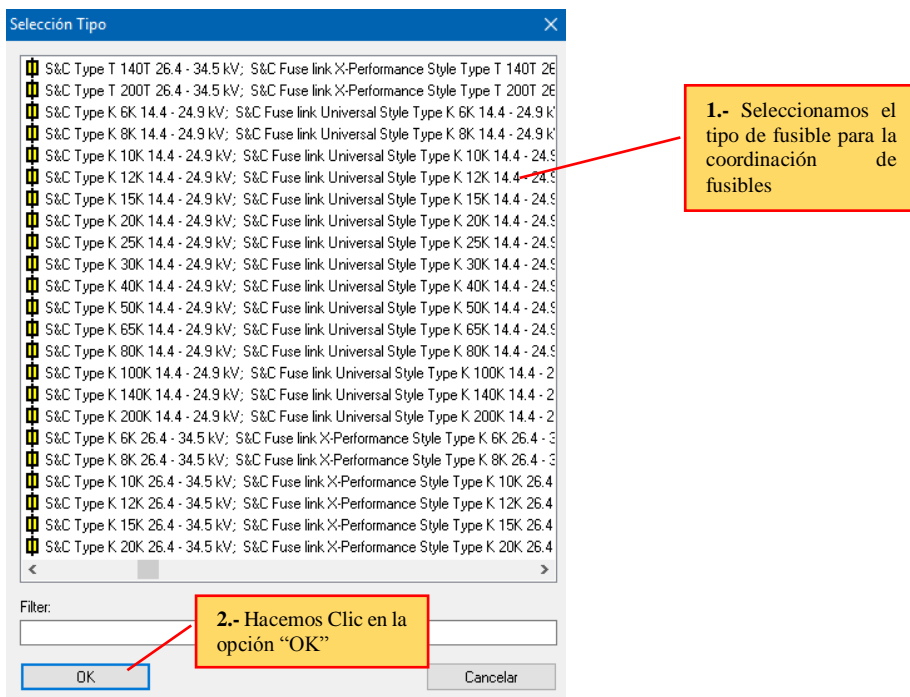


Figura 57. Selección del tipo de fusible.

Fuente: Elaboración propia.

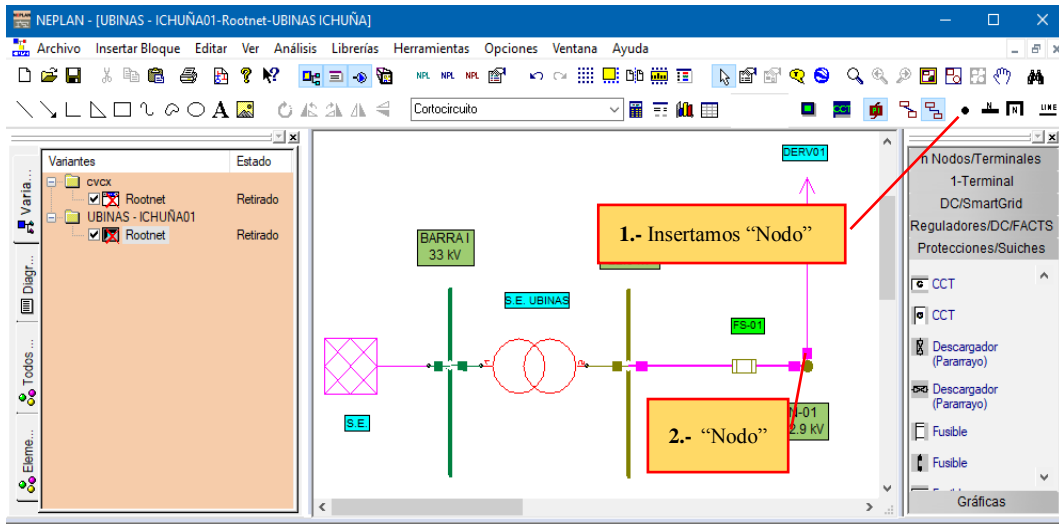


Figura 58. Instalación del nodo.

Fuente: Elaboración propia.

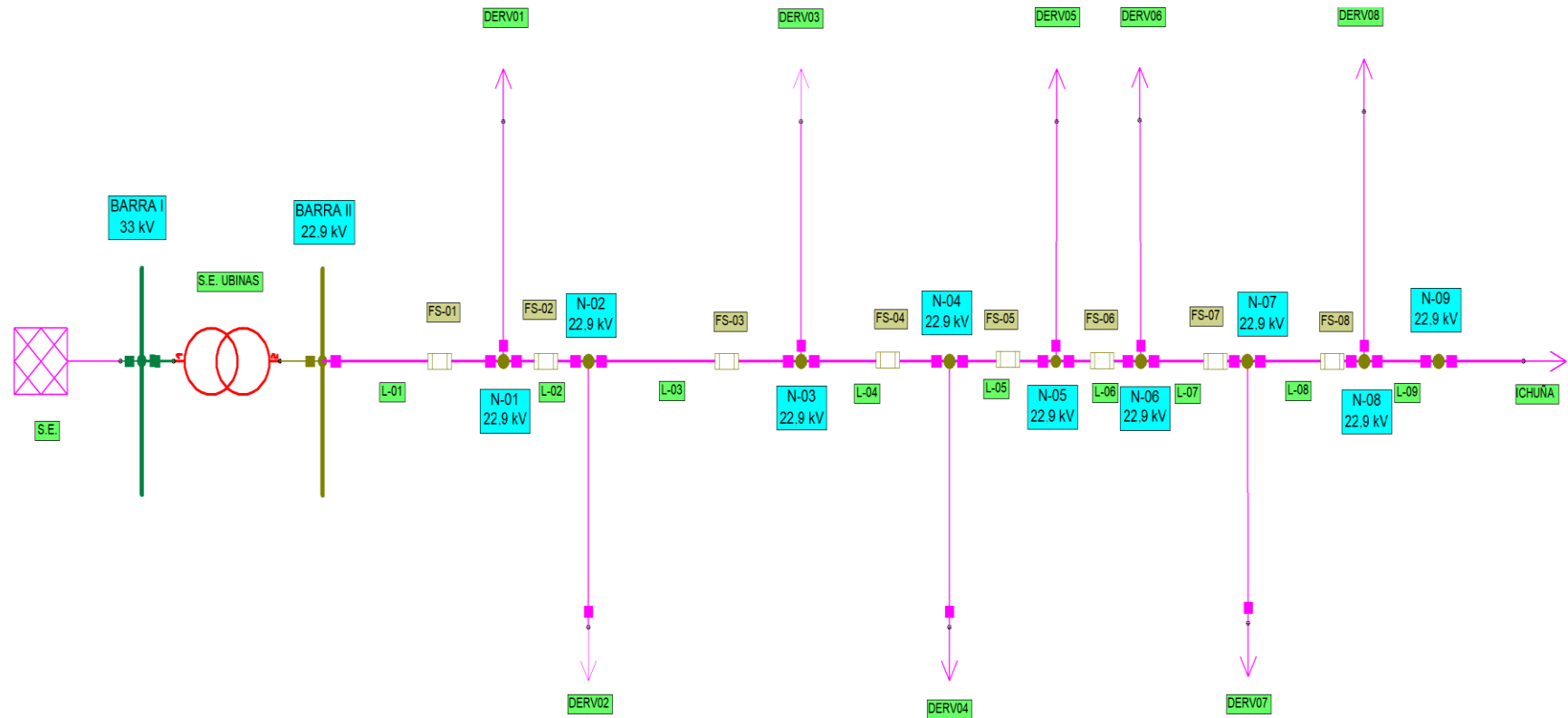


Figura 59. Diagrama unifilar del sistema eléctrico rural Ubinas – Ichuña elaborado con NEPLAN.

Fuente: Elaboración propia.

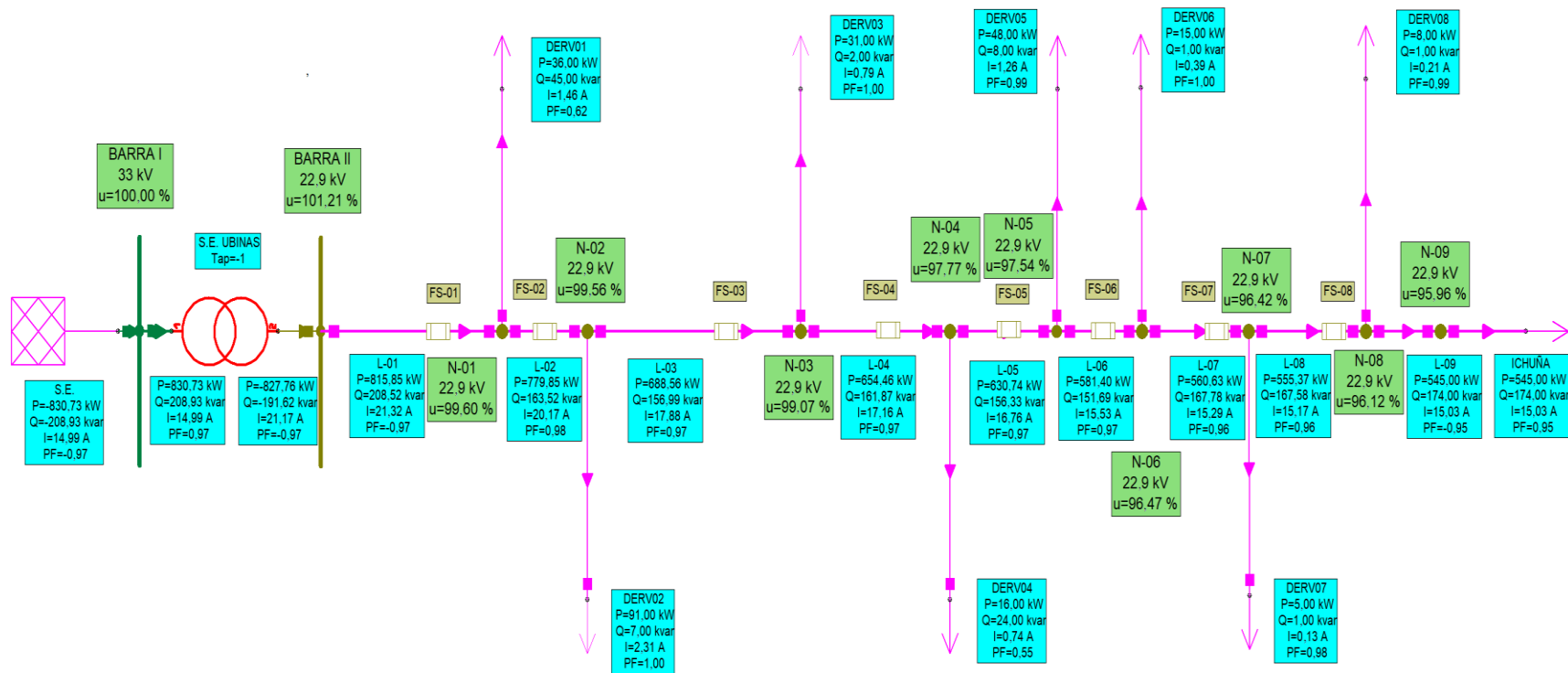


Figura 60. Análisis de flujo de potencia del sistema eléctrico rural Ubinas – Ichuña

Fuente: Elaboración propia.

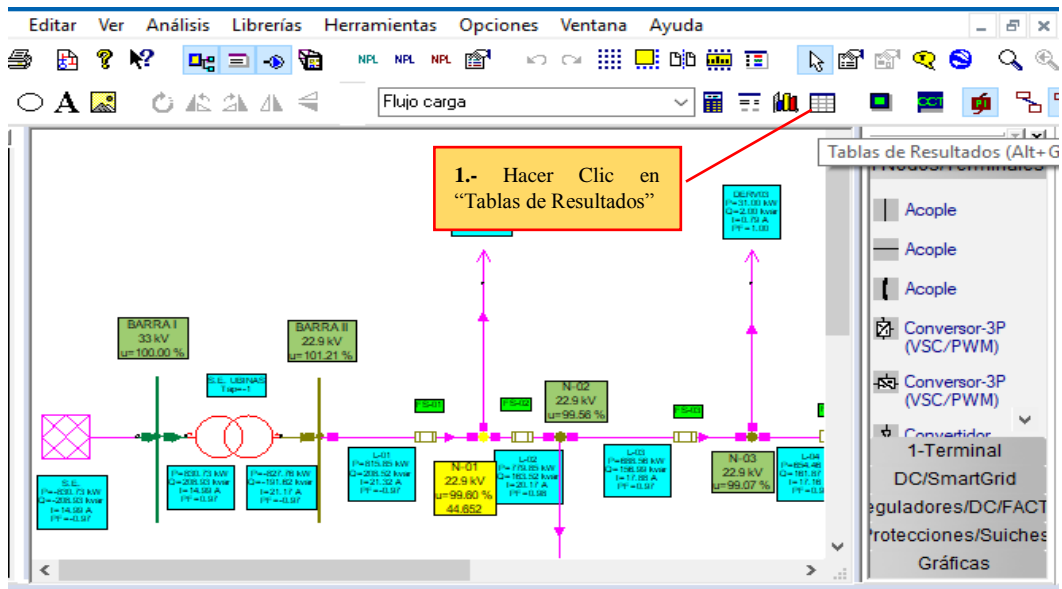


Figura 61. Ventana para la ejecución de tabla de resultados.

Fuente: Elaboración propia.

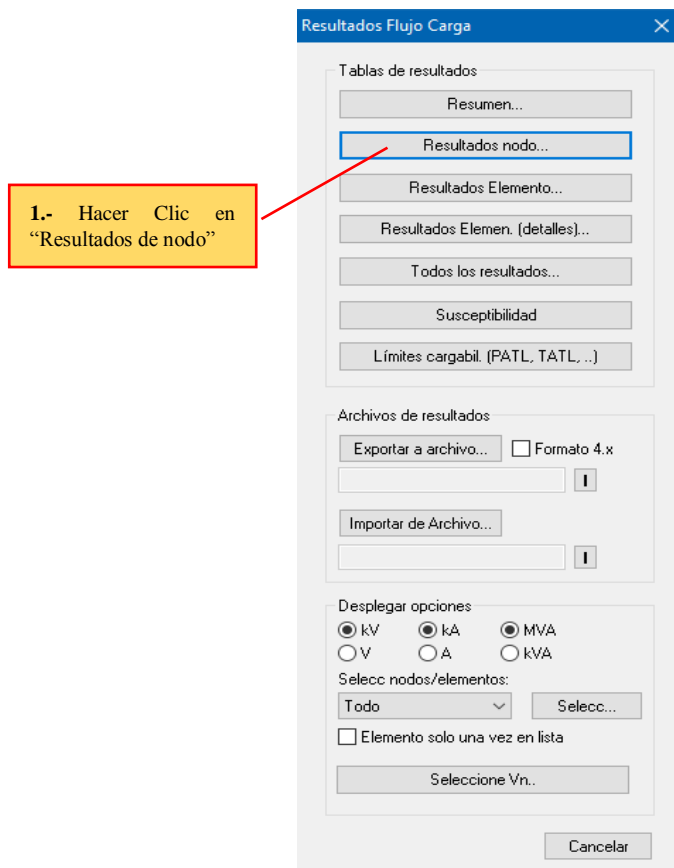


Figura 62. Ventana de tabla de resultados.

Fuente: Elaboración propia.

	ID	Nombre	V	v	V áng	P carga	Q carga	P Gen	Q Gen	Q Paral.	Sens. PG	Sens. QG	DU
			kV	%	°	MW	MVar	MW	MVar	MVar	Factores nodales		Alimentación
1	82	BARRA I	33	100	0	0	0	0.831	0.209	0	0	0	0
2	85	BARRA II	23.177	101.21	-1.1	0	0	0	0	0	0	0	0
3	264	N-01	22.809	99.6	-1.4	0.036	0.045	0	0	0	0	0	0
4	275	N-02	22.8	99.56	-1.5	0.091	0.007	0	0	0	0	0	0
5	278	N-03	22.686	99.07	-1.6	0.031	0.002	0	0	0	0	0	0
6	349	N-04	22.39	97.77	-1.8	0.016	0.024	0	0	0	0	0	0
7	284	N-05	22.337	97.54	-1.9	0.048	0.008	0	0	0	0	0	0
8	443	N-06	22.082	96.47	-2.1	0.015	0.001	0	0	0	0	0	0
9	446	N-07	22.08	96.42	-2.1	0.005	0.001	0	0	0	0	0	0
10	449	N-08	22.011	96.12	-2.2	0.008	0.001	0	0	0	0	0	0
11	509	N-09	21.975	95.96	-2.2	0.545	0.174	0	0	0	0	0	0

Figura 63. Resultados del flujo de potencia.

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 31

Resumen del cálculo de flujo de potencia.

Línea	P	Q	I	F.P.
22,9 Kv	(kw)	(kvar)	(A)	
L-001	815,85	208,52	21,32	0,97
L-002	779,85	163,52	20,17	0,98
L-003	688,56	156,99	17,88	0,97
L-004	654,446	161,87	17,16	0,97
L-005	630,74	156,33	16,76	0,97
L-006	581,4	151,69	15,53	0,97
L-007	560,63	167,78	15,29	0,96
L-008	555,37	167,58	15,17	0,96
L-009	545	174	15,03	0,95
Ichuña	545	174	15,03	0,95

Fuente: Elaboración propia.

4.1.24. Análisis de cortocircuito

4.1.24.1. Nodo 2.

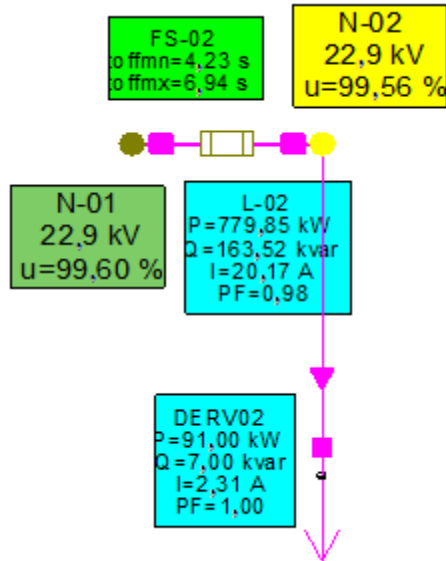


Figura 64. Cortocircuito del nodo 2

Fuente: Elaboración propia.

4.1.24.2. Nodo 3.

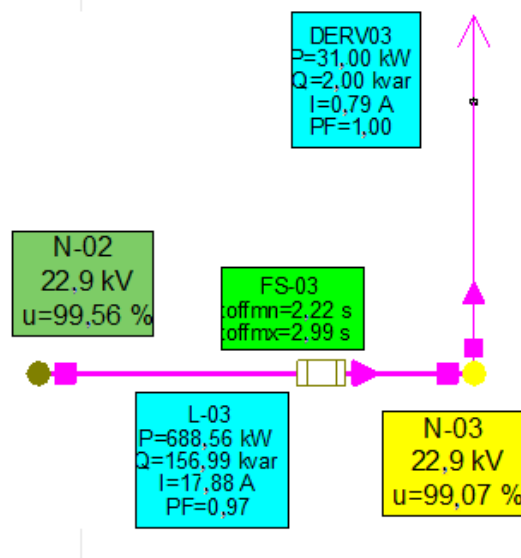


Figura 65. Cortocircuito del nodo 3.

Fuente: Elaboración Propia.

4.1.24.3. *Nodo 4.*

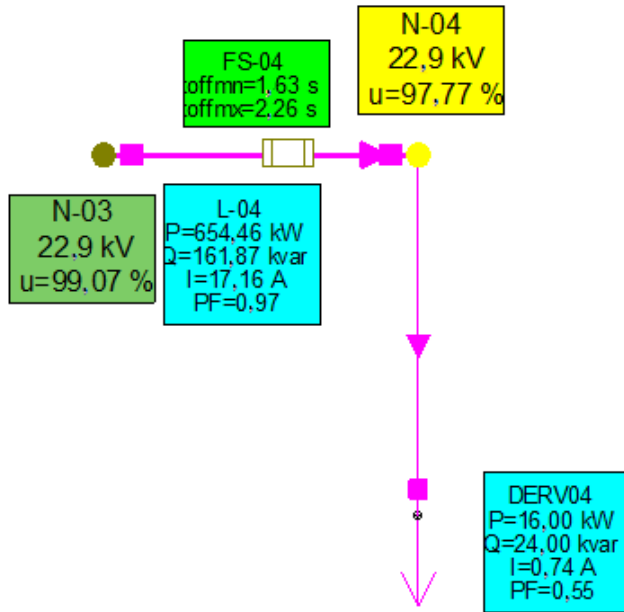


Figura 66. Cortocircuito del nodo 4.

Fuente: Elaboración Propia.

4.1.24.4. *Nodo 5.*

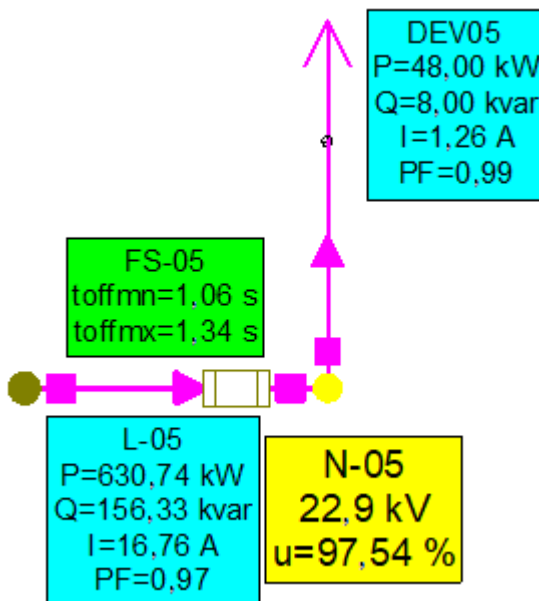


Figura 67. Cortocircuito del nodo 5.

Fuente: Elaboración Propia.

4.1.24.5. *Nodo 6.*

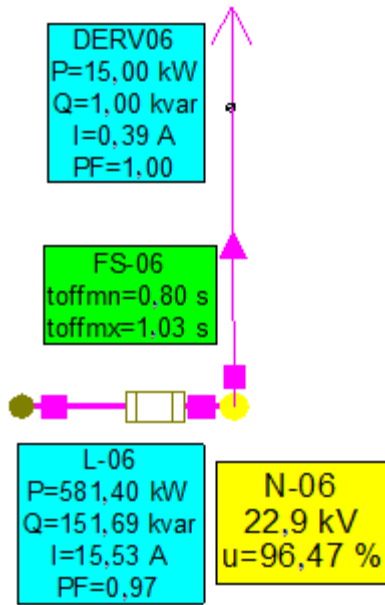


Figura 68. Cortocircuito del nodo 6.

Fuente: Elaboración Propia.

4.1.24.6. *Nodo 7.*

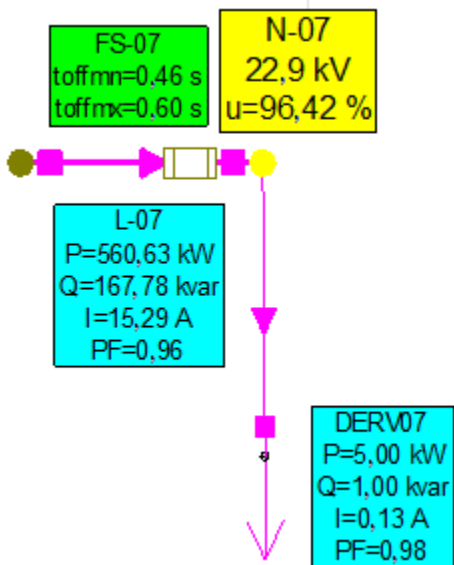


Figura 69. Cortocircuito del nodo 7.

Fuente: Elaboración Propia.

4.1.24.7. Nodo 8.

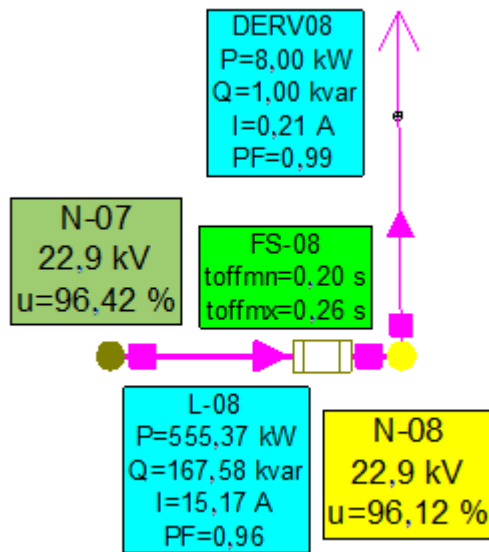


Figura 70. Cortocircuito del nodo 8.

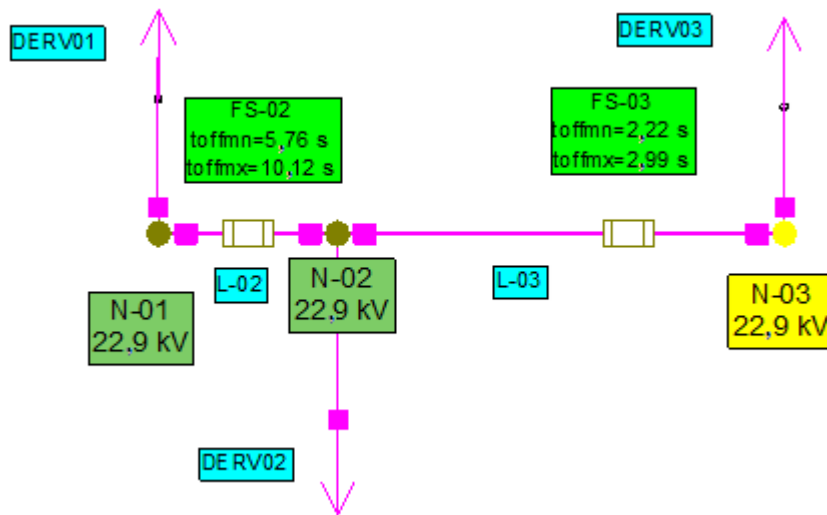
Fuente: Elaboración Propia.

4.1.25. Coordinación fusible – fusible

Para mantener la selectividad se debe asegurar que la característica de fusión del fusible “protegido” (B) este siempre por encima de la interrupción del fusible “protector” (A) como veremos a continuación:

$$\frac{t_{\text{interrupción protector (A)}}}{t_{\text{fusión protegido (B)}}} \leq 0,75$$

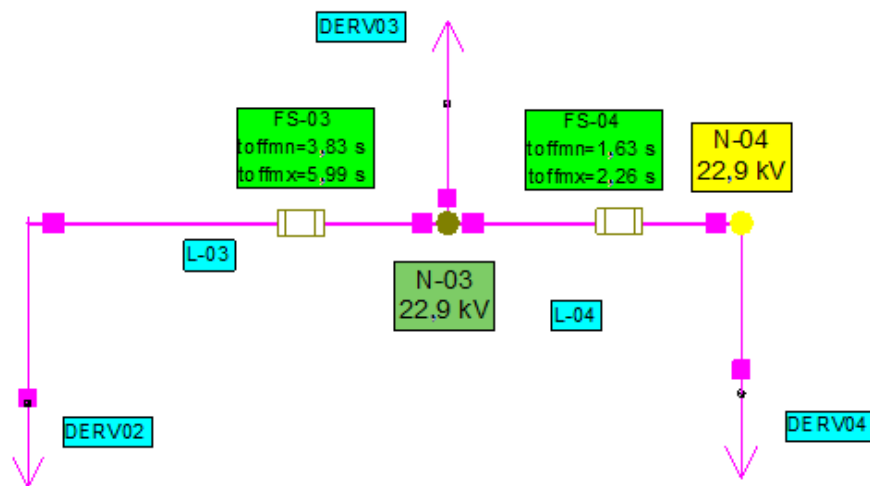
Los fusibles tienen un bajo costo de adquisición, una operación rápida para altas corrientes, un mantenimiento bajo y la limitación de corriente.



$$0,52 \leq 0,75$$

Figura 71. Coordinación fusible 2 – 3.

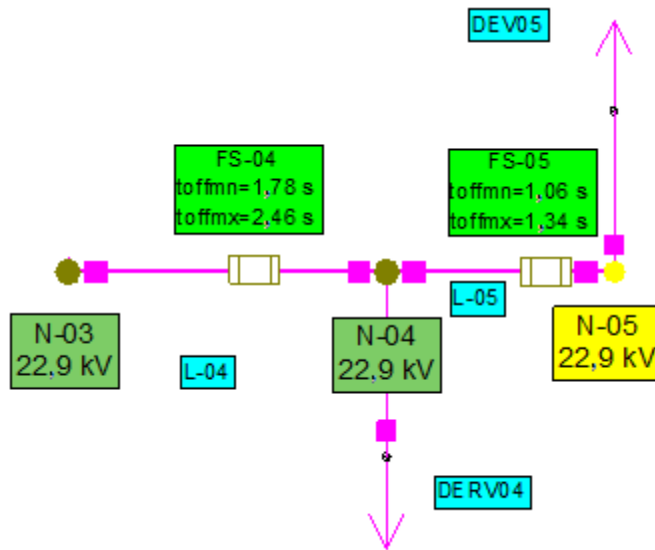
Fuente: Elaboración propia.



$$0,59 \leq 0,75$$

Figura 72. Coordinación fusible 3 – 4.

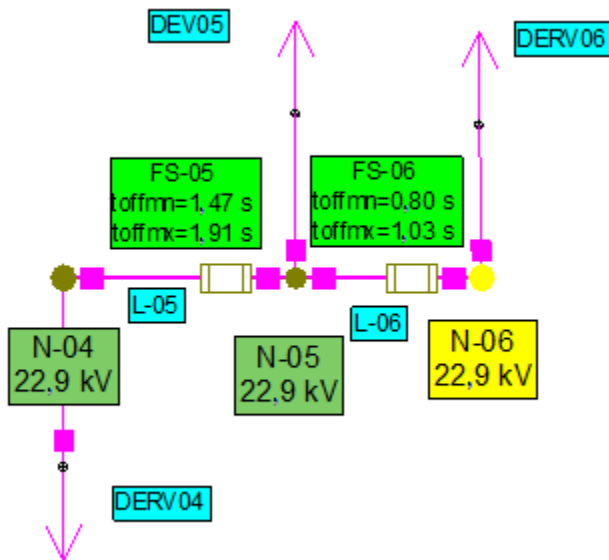
Fuente: Elaboración propia.



$$0,75 \leq 0,75$$

Figura 73. Coordinación fusible 4 – 5.

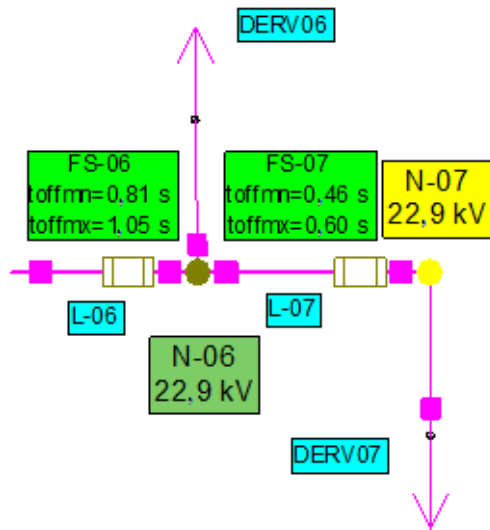
Fuente: Elaboración propia.



$$0,70 \leq 0,75$$

Figura 74. Coordinación fusible 5 – 6.

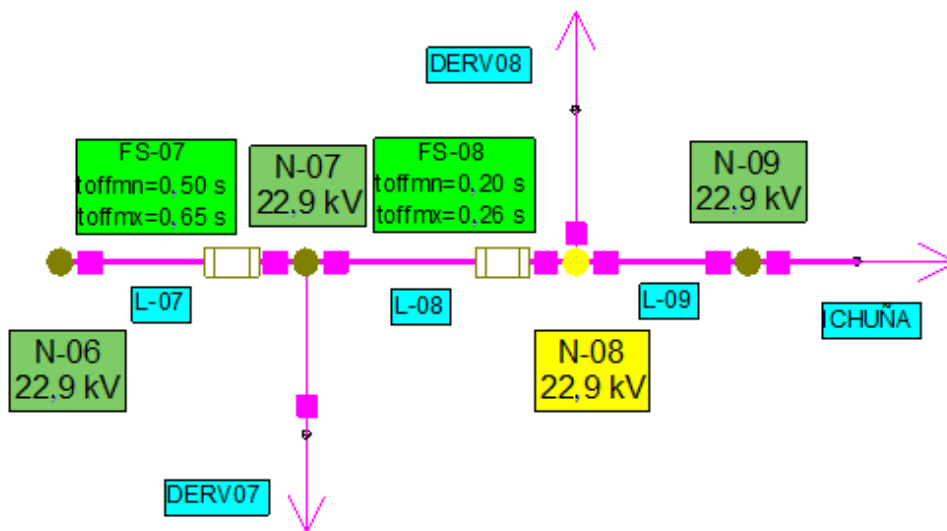
Fuente: Elaboración propia.



$$0,74 \leq 0,75$$

Figura 75. Coordinación fusible 6 – 7.

Fuente: Elaboración propia.



$$0,52 \leq 0,75$$

Figura 76. Coordinación fusible 7 – 8.

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 32

Resumen de coordinación de fusible – fusible.

Fusible		Fusible protegido	Fusible protector	Tipo	T fusión protegido	T interrupcion protector	Selectividad $\leq 0,75$
B	A	B	A		B	A	
FS-02	FS-03	100	80	K	5,76	2,99	0,52
FS-03	FS-04	80	65	K	3,83	2,26	0,59
FS-04	FS-05	65	50	K	1,78	1,34	0,75
FS-05	FS-06	50	40	K	1,47	1,03	0,70
FS-06	FS-07	40	30	K	0,81	0,6	0,74
FS-07	FS-08	30	20	K	0,5	0,26	0,52

Fuente: Elaboración propia.

4.1.26. Curva tiempo – corriente

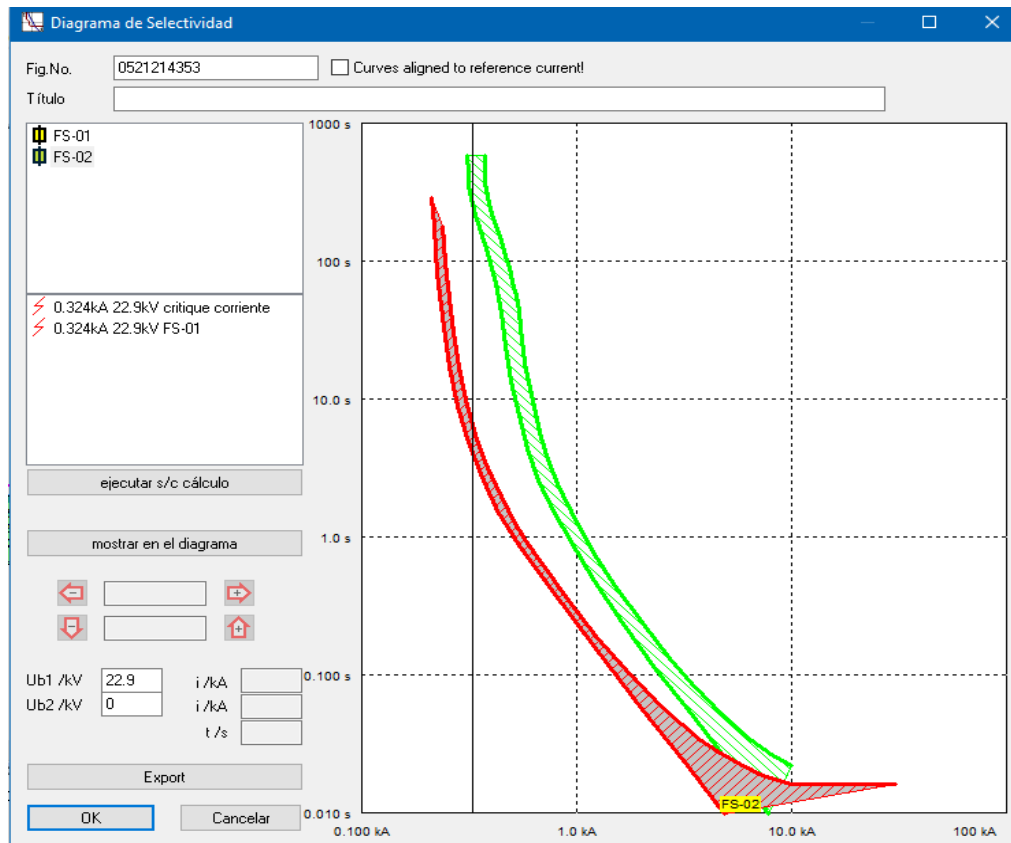


Figura 77. Curva fusible FS-01 – FS-02

Fuente: Elaboración propia.

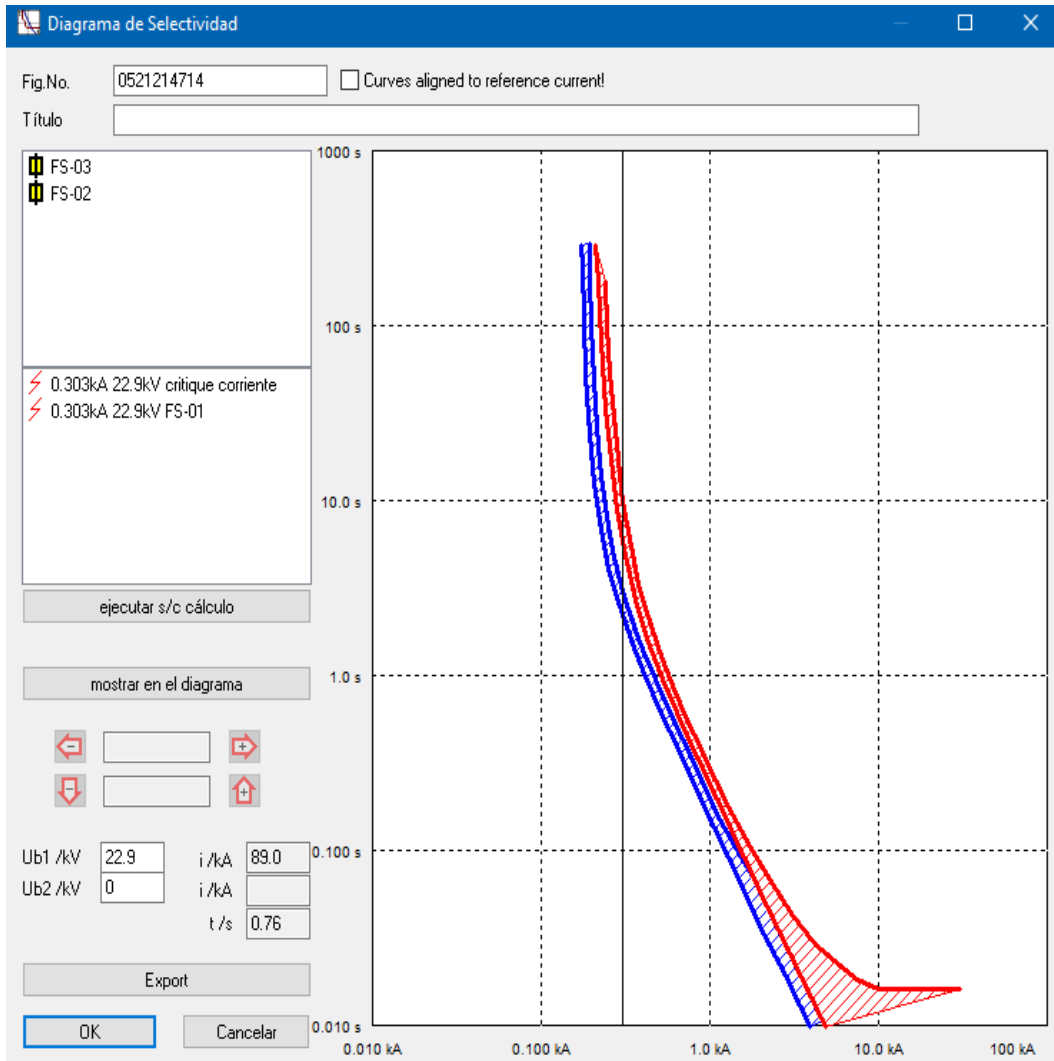


Figura 78. Curva fusible FS-02 – FS-03

Fuente: Elaboración propia.

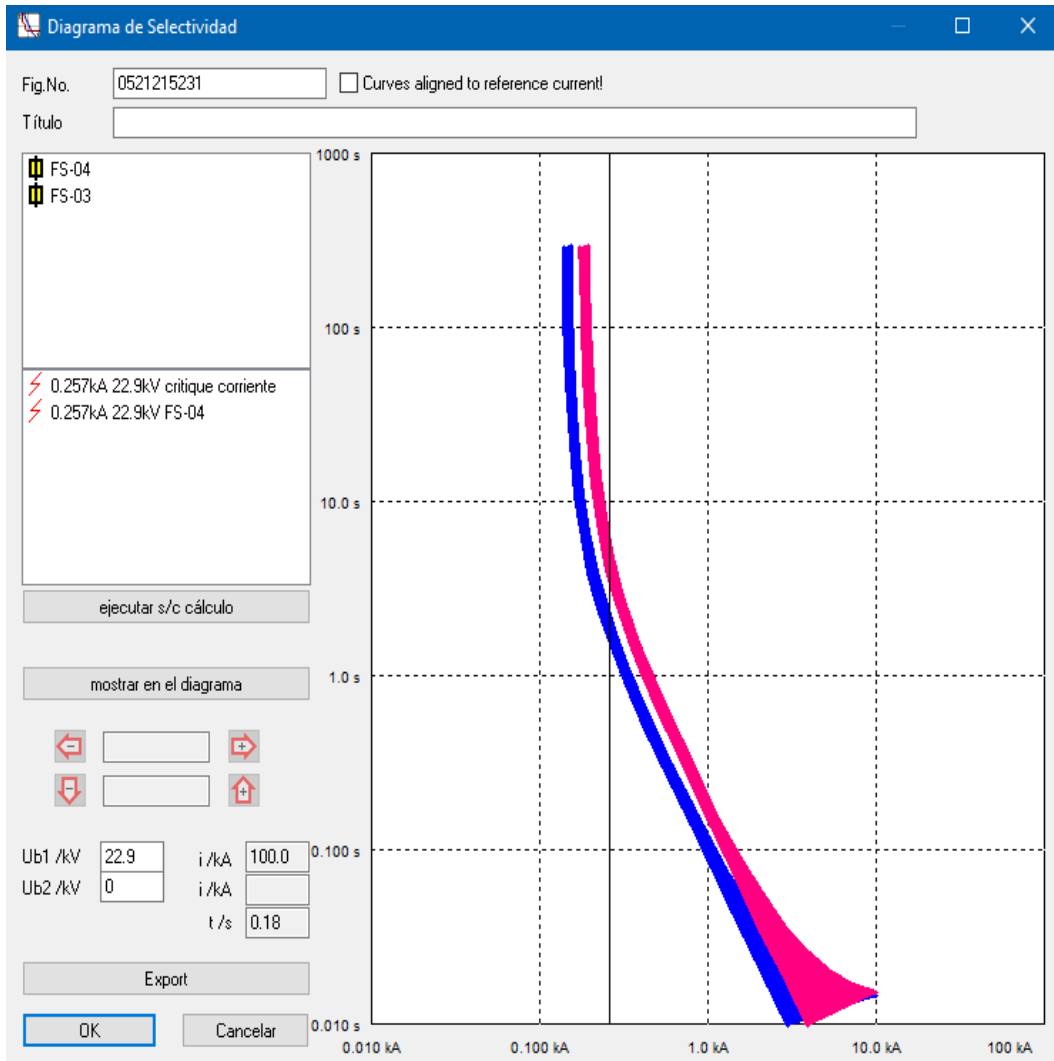


Figura 79. Curva fusible FS-03 – FS-04

Fuente: Elaboración propia.

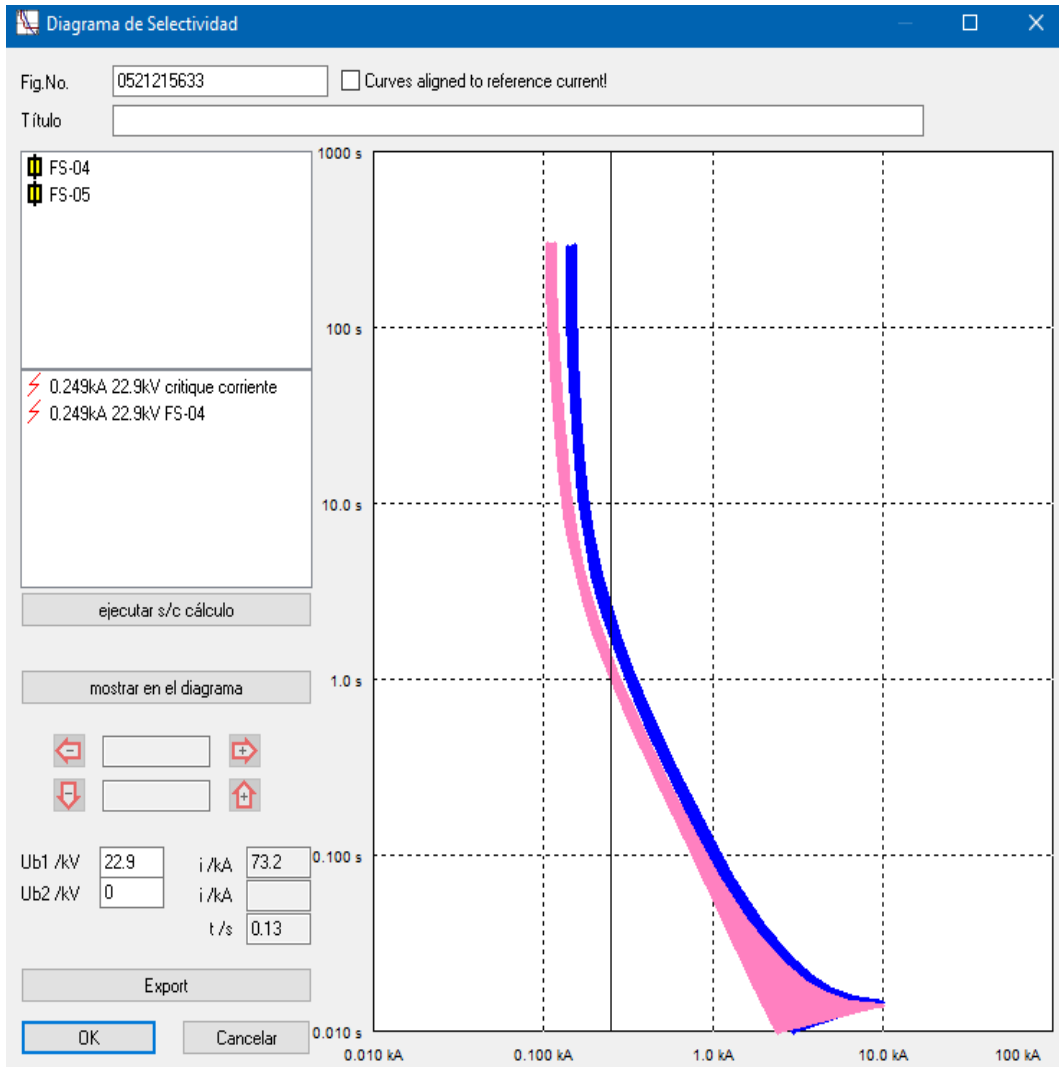


Figura 80. Curva fusible FS-04 – FS-05

Fuente: Elaboración propia.

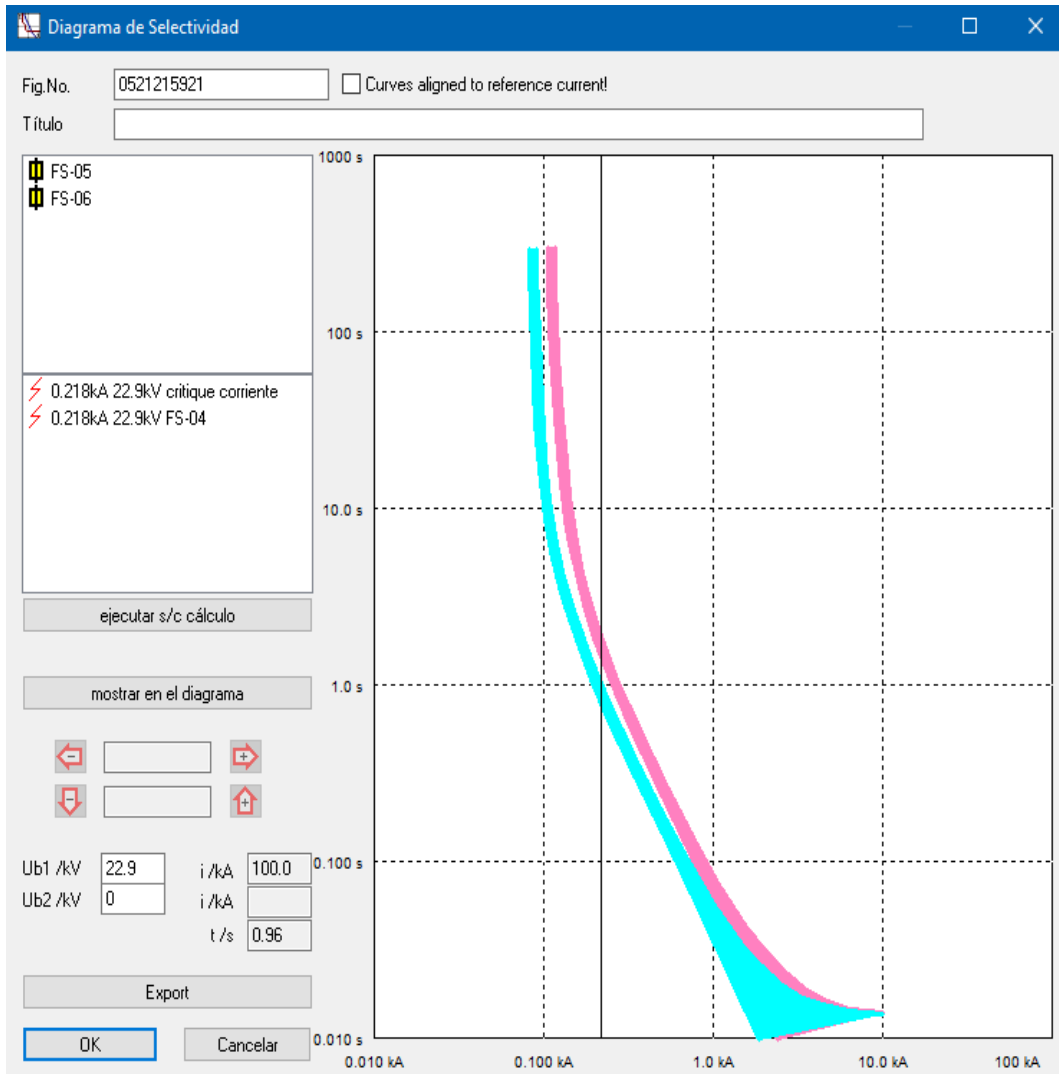


Figura 81. Curva fusible FS-05 – FS-06

Fuente: Elaboración propia.

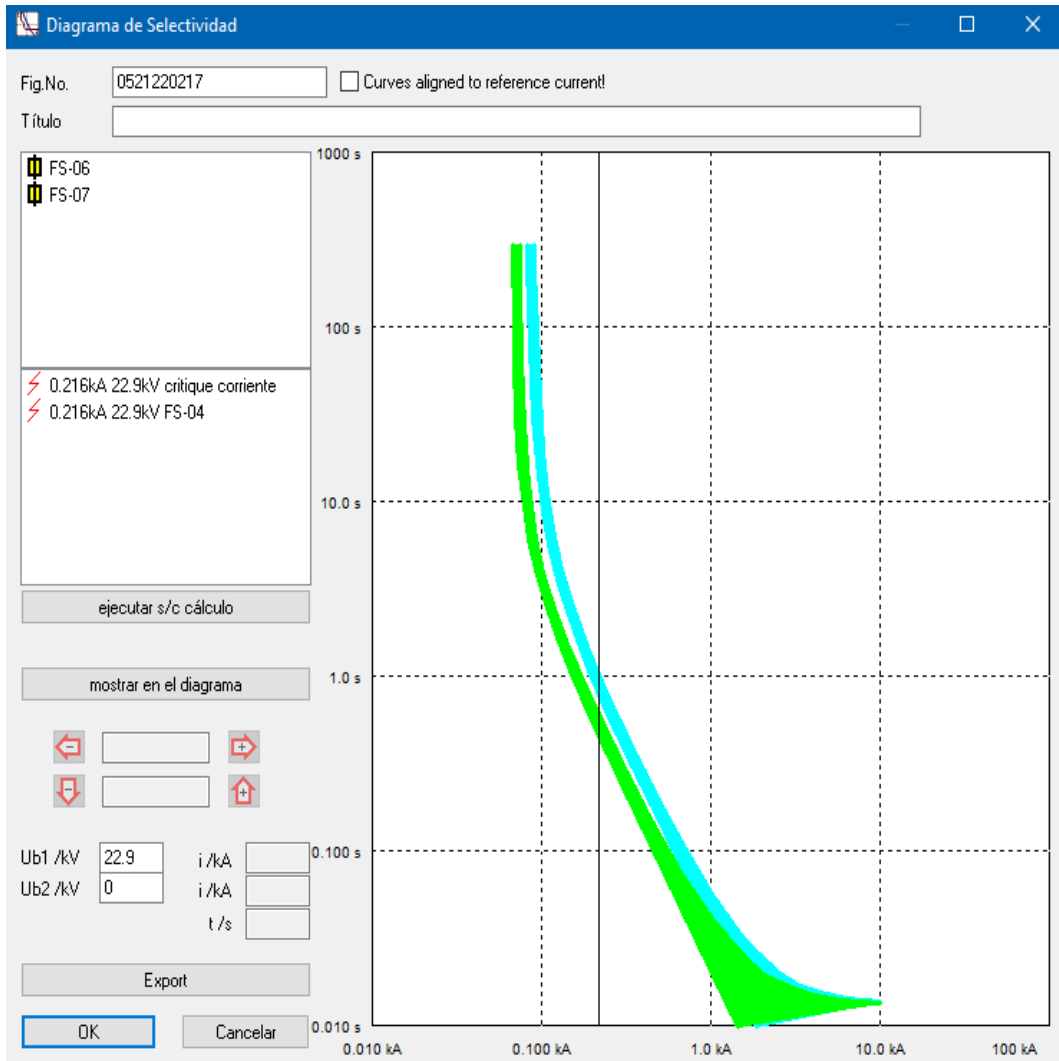


Figura 82. Curva fusible FS-06 – FS-07

Fuente: Elaboración propia.

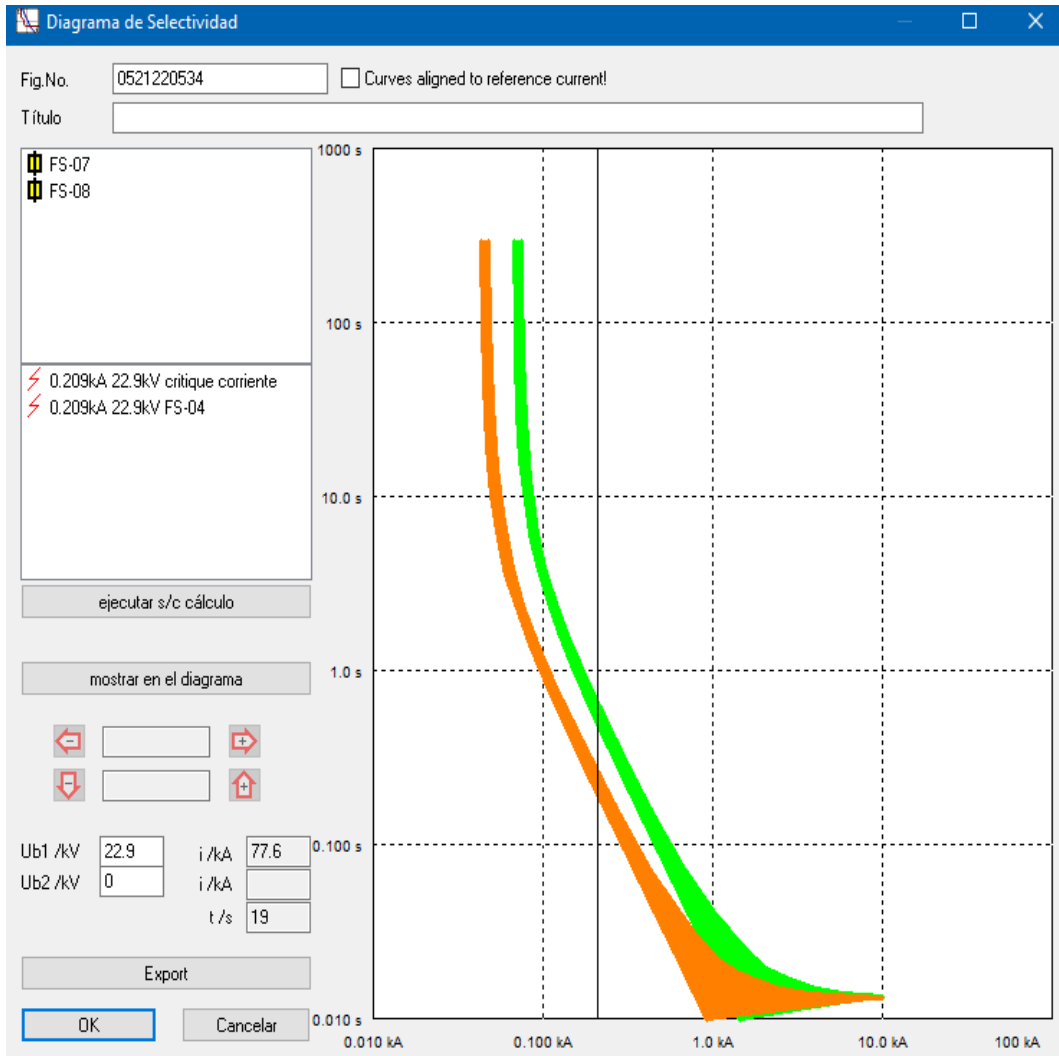


Figura 83. Curva fusible FS-07 – FS-08

Fuente: Elaboración propia.

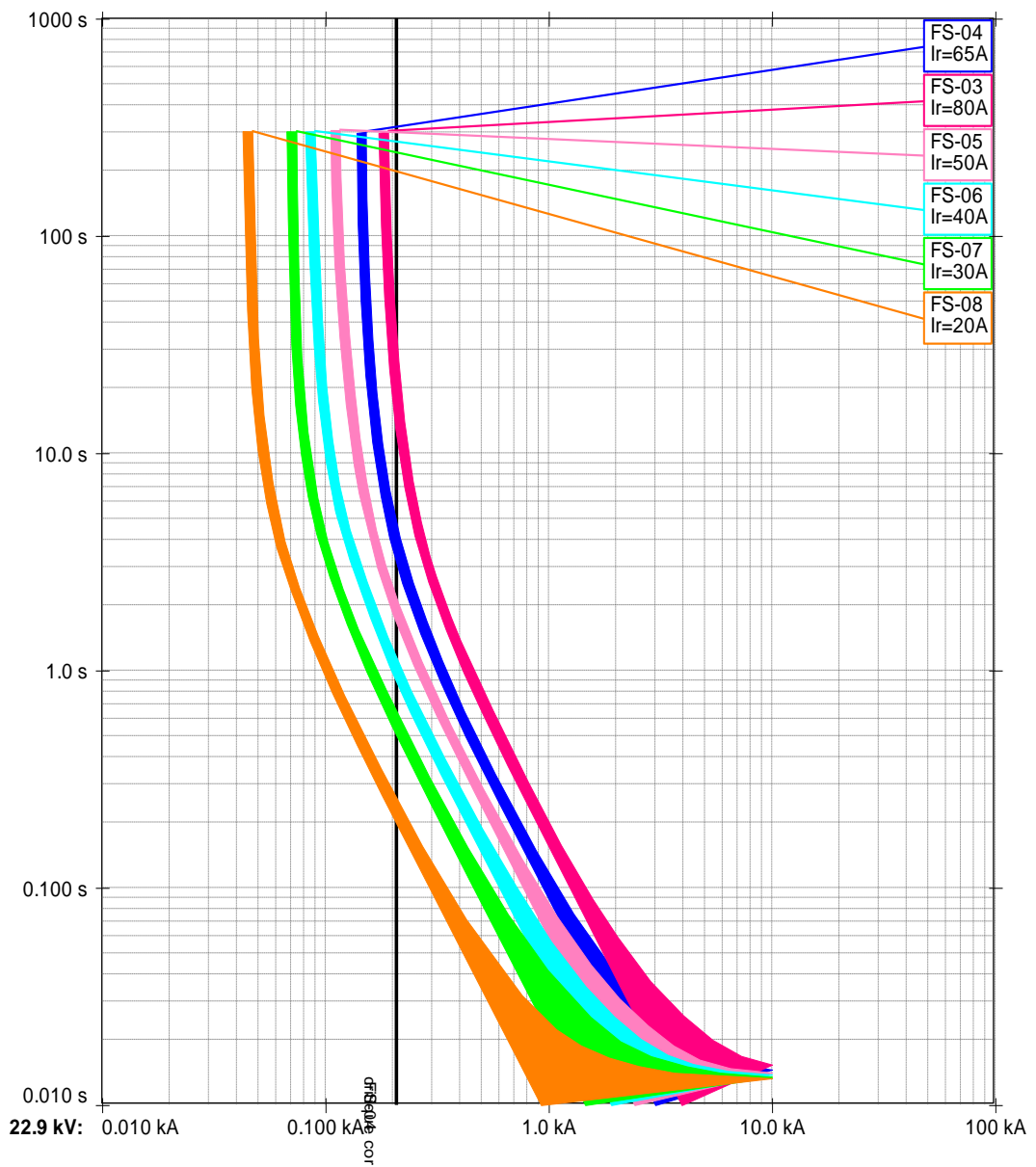


Figura 84. Curva tiempo – corriente

Fuente: Elaboración propia.

4.2. Contrastación de hipótesis

4.2.1. Contrastación de la hipótesis general

Se planteó como hipótesis general: “Es posible optimizar la protección y coordinación del sistema eléctrico rural de media tensión en 22,9 kv, para mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica del Distrito de Ichuña – Provincia General Sánchez Cerro – Región Moquegua, año 2016.” Como se demostró en el punto 4.1.22.1 de la presente tesis con el método de apantallamiento de BURGSDORF – KOSTENKO se logró disminuir la cantidad de interrupciones ocasionadas por las descargas atmosféricas, en consecuencia se redujo el monto por compensación de tales interrupciones, como se muestra en la figura 35.

4.2.2. Contrastación de la hipótesis secundaria

En el presente trabajo de investigación se planteó 2 hipótesis secundarias las cuales se contrastó lo ocurrido a los resultados obtenidos:

La primera trata de determinar si es posible optimizar la protección del sistema eléctrico rural de media tensión en 22,9 kv, para mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica del Distrito de Ichuña – Provincia General Sánchez Cerro – Región Moquegua, año 2016; al culminar los cálculos de apantallamiento del método de BURGSDORF – KOSTENKO con el uso de cable de guarda, comprobé que se reduce notablemente la cantidad de interrupciones como se muestra en la tabla 29.

De este modo tenemos que, sin la utilización del método de apantallamiento de BURGSDORF – KOSTENKO, el número de interrupciones del servicio eléctrico era elevado conforme se aprecia en la tabla 12, habiendo superado dicha deficiencia.

La segunda hipótesis trata de Investigar si es factible optimizar la coordinación del sistema eléctrico rural de media tensión del 22,9 kv, para mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica del Distrito de Ichuña – Provincia General Sánchez Cerro – Región Moquegua, año 2016; después de la investigación realizada, comprobé una mejor coordinación en el sistema eléctrico como se muestra en la tabla 31.

4.3.Discusión de resultado

Interrupciones del sistema eléctrico rural – SER; se ha verificado que sin la implementación del método de apantallamiento se produjeron 53 interrupciones por diversos factores en el Distrito de Ichuña – Provincia General Sánchez Cerro – Región Moquegua, año 2016; mientras que al implementarse el método de apantallamiento, las interrupciones se han reducido a 35, con lo cual se benefician los usuarios del distrito mencionado y la empresa distribuidora del mismo. Comparando con lo obtenido por Machaca (2017), el desempeño de la línea de transmisión permitió conocer que la implementación de 252 descargadores de sobretensión y el mejoramiento de sistema de puesta a tierra, mejora el performance, debido a las interrupciones por descargas atmosféricas; en el que, el desempeño mejora del 79 % al 38 % siendo lo ideal el 0 % de salidas por descargas

atmosféricas. Así también, la tasa de fallas de la línea de transmisión, logra disminuir en promedio 95 %, de un valor promedio de 16,42 Salidas/Año-L1014 a un valor promedio de 0,79 Salidas/Año-L1014 y, en relación al tiempo de indisponibilidad de la línea de transmisión, con el valor de 0,79 Salidas/Año-L1014, se tiene estadísticamente que, esta interrupción hará indisponible a la línea por un tiempo máximo de 0,54 horas. Con lo cual, se cumple lo especificado en el procedimiento 091 del OSINERGMIN, donde la tolerancia máxima es; 4 fallas, y de 6 horas de indisponibilidad de la línea L-1014 en un año.

Descargas atmosféricas; uno de los inconvenientes que provocan con frecuencia la interrupción de SER es la presencia de las descargas atmosféricas por la propia naturaleza climatológica del distrito del Ichuña; en dicho contexto, se ha comprobado que, aplicando el método de apantallamiento con cable de guarda, el número de impactos directos por descargas atmosféricas se redujo de 23 a 5 en un período anual, y comparando con lo obtenido por Rojas (2014), luego de la operación de las nuevas instalaciones que conforman el proyecto, se observa una mejora en el control de las tensiones a nivel distribución, cumpliendo así con el principal objetivo de mejora del perfil de tensiones para alcanzar los valores permitidos según la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE).

Porcentaje de costos por compensación; se demostró que se produjo una importante disminución favorable para la empresa distribuidora de energía eléctrica, significando una reducción del costo por compensación sin el método de

apantallamiento del 64 % a un 36 % con la implementación del método de apantallamiento de Burgsdorf – Kostenko. Comparando con lo afirmado por Gómez (2013), las estructuras a usar a lo largo de la línea en general son torres metálicas, debido a que son menos costosas, sin tener en cuenta la realidad de las condiciones atmosféricas de la zona; en este caso al implementar el método tantas veces mencionado aminoramos los costos por compensación.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. Conclusiones

Primera. Se logró optimizar la protección y coordinación del sistema eléctrico rural de media tensión en 22,9 kv, para mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica del Distrito de Ichuña – Provincia General Sánchez Cerro – Región Moquegua, año 2016.

Segunda. Se logró optimizar la protección del sistema eléctrico rural de media tensión en 22,9 kv, para mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica del Distrito de Ichuña – Provincia General Sánchez Cerro – Región Moquegua, año 2016.

Tercera. Se logró optimizar la coordinación del sistema eléctrico rural de media tensión en 22,9 kv, para mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica del Distrito de Ichuña – Provincia General Sánchez Cerro – Región Moquegua, año 2016.

5.2.Recomendaciones

Primera. Para brindar un adecuado sistema de protección del sistema eléctrico rural de media tensión en 22,9 kv, del Distrito de Ichuña – Provincia General Sánchez Cerro, Región Moquegua, resulta necesario implementar un sistema de protección y coordinación a través del método de apantallamiento con cable de guarda.

Segunda. Reorientar la implementación del sistema eléctrico convencional, por el método de apantallamiento con cable de guarda, a fin de disminuir la cantidad de interrupciones y costos de compensación que éstas origina en el Distrito de Ichuña – Provincia General Sánchez Cerro – Región Moquegua.

Tercera. Implementar una protección contra sobrecorriente utilizando una óptima coordinación de los fusibles de expulsión rápida en el troncal de la Línea de media tensión Ubinas – Ichuña, a fin de disminuir la cantidad daños materiales a los usuarios beneficiarios del Distrito de Ichuña – Provincia General Sánchez Cerro – Región Moquegua.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Bustamante, F. (2001). *Métodos para determinar salidas de líneas aéreas por fallas de apantallamiento ante descargas atmosféricas*. Volumen 22. <http://erevistas.saber.ula.ve/index.php/cienciaeingenieria/article/view/408>

Canchari, P. (2006). *Estudio de protecciones y Coordinación del sistema eléctrico de media tensión del centro de transformación de Puno (Tesis de grado para optar el título de Ingeniero Mecánico Eléctrico)*. Universidad Nacional del Altiplano Puno, Perú. Recuperado de http://biblioteca.unap.edu.pe/biblioteca/opac_css/index.php?lvl=section_see&id=36&location=1&page=742&nbr_lignes=24020&dcote=&lcote=&nc=&main=&ssub=&plettreaut=

Echeverría, P. (2012). *Modelado y análisis de la respuesta transitoria de puestas a tierra no extensas (Tesis para optar el grado académico de maestro en Ciencias con mención en Sistemas de Potencia)*. Universidad Nacional de Ingeniería, Perú. Recuperado de http://cybertesis.uni.edu.pe/bitstream/uni/1386/1/echevarria_pe.pdf

Juárez, R. (2010). *Elemento de protecciones para sistemas de distribución eléctrica y su coordinación conjunta (Tesis de grado para optar Bachiller en Ingeniería Eléctrica)*. Universidad Rodrigo Facio, Costa Rica.

<https://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:C4tWXH73r1kJ:https://es.scribd.com/document/252999180/Elementos-de-protecciones-para-sistemas-de-distribucion-electrica+&cd=1&hl=es-419&ct=clnk&gl=pe>

Machaca, C. (2017). *Evaluación de desempeño de la línea de transmisión 138 KV San Gabán – Mazuko ante descargas atmosféricas (Tesis para optar el título de Ingeniero Mecánico Eléctrico)*. Universidad Nacional del Altiplano Puno, Perú. Recuperado de http://repositorio.unap.edu.pe/bitstream/handle/UNAP/4666/Machaca_Cuba_Danny.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Segovia, A. (2010). *Coordinación de Protecciones en el alimentador de distribución Cerro 8 (Tesis para optar el título título de Ingeniero Eléctrico)*. Universidad Técnica de Cotopaxi, Latacunga, Ecuador. Recuperado de <http://repositorio.utc.edu.ec/bitstream/27000/1291/1/T-UTC-2042.pdf>

Valverde, M. (2010). *Determinación de la localización y la selección óptima de pararrayos para un sistema de distribución eléctrica de media tensión (Tesis para optar el grado de Bachiller en Ingeniería Eléctrica)*. Universidad Rodrigo Facio, Costa Rica. Recuperada de http://www.academia.edu/25663078/Determinaci%C3%B3n_de_la_localizaci%C3%B3n_y_la_selecci%C3%B3n_%C3%B3ptima_de_pararrayos_pa

ra_un_sistema_de_distribuci%C3%B3n_el%C3%A9ctrica_de_media_tens
i%C3%B3n

Ramírez, M. (2005). *Protección de Sistemas Eléctrico de Potencia*. Recuperado de
http://www.academia.edu/26025049/PROTECCI%C3%93N_DE_SISTEMAS_EL%C3%89CTRICOS_DE_POTENCIA_PROTECCI%C3%93N_DE_SISTEMAS_EL%C3%89CTRICOS_DE_POTENCIA

Ramírez, J. (2003). *Protección de Sistemas Eléctricos*. Recuperado de
https://www.researchgate.net/publication/281536720_Protección_de_Sistemas_Electricos