

FACULTAD DE INGENIERÍA

Escuela Académico Profesional de Ingeniería Eléctrica

Tesis

**Influencia de la resistencia neutro a tierra en los
transformadores de distribución de la unidad
minera Chungar-Volcan, 2024**

Einsten Juan Paucar Olivera

Para optar el Título Profesional de
Ingeniero Electricista

Huancayo, 2024

Repositorio Institucional Continental
Tesis digital



Esta obra está bajo una Licencia "Creative Commons Atribución 4.0 Internacional" .

INFORME DE CONFORMIDAD DE ORIGINALIDAD DE TRABAJO DE INVESTIGACIÓN

A : Decano de la Facultad de Ingeniería
DE : Percy Javier Juan de Dios Ortiz
Asesor de trabajo de investigación
ASUNTO : Remito resultado de evaluación de originalidad de trabajo de investigación
FECHA : 28 de enero de 2025

Con sumo agrado me dirijo a vuestro despacho para informar que, en mi condición de asesor del trabajo de investigación:

Título:
INFLUENCIA DE LA RESISTENCIA NEUTRO A TIERRA EN LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DE LA UNIDAD MINERA CHUNGAR – VOLCAN, 2024

Autores:

1. EINSTEN JUAN PAUCAR OLIVERA – EAP. Ingeniería Eléctrica

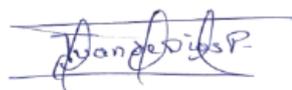
Se procedió con la carga del documento a la plataforma "Turnitin" y se realizó la verificación completa de las coincidencias resaltadas por el software dando por resultado 17 % de similitud sin encontrarse hallazgos relacionados a plagio. Se utilizaron los siguientes filtros:

- Filtro de exclusión de bibliografía SI NO
- Filtro de exclusión de grupos de palabras menores N° de palabras excluidas (en caso de elegir "SI"): SI NO
- Exclusión de fuente por trabajo anterior del mismo estudiante SI NO

En consecuencia, se determina que el trabajo de investigación constituye un documento original al presentar similitud de otros autores (citas) por debajo del porcentaje establecido por la Universidad Continental.

Recae toda responsabilidad del contenido del trabajo de investigación sobre el autor y asesor, en concordancia a los principios expresados en el Reglamento del Registro Nacional de Trabajos conducentes a Grados y Títulos – RENATI y en la normativa de la Universidad Continental.

Atentamente,



La firma del asesor obra en el archivo original
(No se muestra en este documento por estar expuesto a publicación)

ÍNDICE DE CONTENIDOS

Índice de contenidos.....	iv
Lista de figuras.....	vii
Lista de tablas.....	x
Resumen.....	xi
Abstract.....	xii
Introducción	xiii
Capítulo I.....	14
Planteamiento del estudio.....	14
1.1. Planteamiento y formulación del problema	14
1.1.1. Problema general	15
1.1.2. Problema específico.....	15
1.2. Objetivos	15
1.2.1. Objetivo general.....	15
1.2.2. Objetivos específicos	15
1.3. Justificación e importancia.....	15
1.3.1. Justificación social.....	15
1.3.2. Justificación teórica	16
1.3.3. Justificación económica.....	16
1.3.4. Justificación metodológica.....	16
1.3.5. Justificación técnica.....	16
1.3.6. Importancia	16
1.4. Delimitación del proyecto.....	17
1.5. Hipótesis y variables.....	17
1.5.1. Hipótesis general.....	17
1.5.2. Hipótesis específicas.....	17
1.5.3. Variables	18
Capítulo II	19
Marco teórico	19
2.1. Antecedentes de la investigación	19
2.1.1. Resistencia neutro a tierra (NGR).....	19
2.1.1.1. Antecedentes internacionales	19
2.1.1.2. Antecedentes nacionales	20
2.1.2. Transformador de distribución.....	22
2.1.2.1. Antecedentes internacionales	22

2.1.2.2. Antecedentes nacionales	23
2.2. Bases teóricas	24
2.2.1. Resistencia Neutro a Tierra (NGR).....	24
2.2.2. Transformador de distribución.....	30
2.2.3. Resistencia neutro a tierra (NGR).....	34
2.2.3.1. Dimensión: Parámetros eléctricos.....	34
2.2.3.2. Dimensión: Relé protección.....	36
2.2.4. Resistencia neutro a tierra (NGR).....	37
2.2.4.1. Dimensión: Parámetros eléctricos.....	37
2.2.4.2. Dimensión: Tipo de conexión.....	40
2.2.5. Definición de términos.....	44
2.3. Propuesta de solución	45
2.3.1. Identificación de necesidad o problema e identificación de requerimientos	45
2.3.1.1. Identificación de la necesidad o problema	45
2.3.2. Propuesta de solución del problema.....	46
2.3.2.1. Propuesta de neutro de transformador flotante o no aterrizado, verificando ante la falla monofásica.....	46
2.3.2.2. Propuesta de neutro de transformador sólidamente aterrizada, verificando ante la falla monofásica.....	47
2.3.2.3. Propuesta del neutro de transformador aterrizada por una resistencia, verificando ante la falla monofásica	47
2.3.3. Prueba de solución	48
2.3.3.1. Diseño eléctrico.....	48
2.3.3.2. Simulación	49
2.3.4. Elección de la mejor solución	52
Capítulo III.....	65
Metodología	65
3.1. Método, tipo o alcance de la investigación.....	65
3.1.1. Tipos de investigación	65
3.1.2. Nivel de investigación.....	65
3.1.3. Método de la investigación	65
3.2. Materiales y métodos	66
3.2.1. Diseño de la investigación	66
3.2.2. Población y muestra.....	67
3.2.2.1. Población.....	67
3.2.2.2. Muestra.....	67

3.2.2.3. Técnicas e instrumentos de recolección de datos	67
Capítulo IV	71
Resultados y discusión	71
4.1. Presentación de resultados	71
4.1.1. Resultado de tratamiento y análisis de toda la información general	71
4.1.1.1. Hipótesis general.....	72
4.1.2. Resultados del tratamiento y análisis de la información específica.....	73
4.1.2.1. Hipótesis específica.....	73
4.1.3. Prueba de hipótesis general.....	75
4.1.3.1. Prueba de hipótesis general.....	75
4.1.3.2. Prueba de hipótesis específica 1.....	78
4.1.3.3. Prueba de hipótesis específica 2.....	80
4.1.3.4. Prueba de hipótesis específica 3.....	82
4.2. Discusión de resultados	84
Conclusiones	87
Recomendaciones	89
Referencias	90
Anexos	91

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Esquema de conexión resistencia neutro a tierra.....	25
Figura 2. Simulación de un sistema de aterramiento con alta resistencia.....	26
Figura 3. Tipos de conexión respecto al neutro del transformador.....	26
Figura 4. Tipos de exposición de contacto directo e indirecto.....	27
Figura 5. Esquema de conexión en BT.....	27
Figura 6. Tablero de resistencia neutro tierra.....	28
Figura 7. Ajuste de relé Sigma.....	29
Figura 8. Tablero NGR – componentes.....	30
Figura 9. Conexión de devanados.....	32
Figura 10. Disposición en estrella para la puesta a tierra sólida del sistema.....	33
Figura 11. Tipos de conexión respecto a neutro.....	33
Figura 12. Malla de puesta a tierra.....	33
Figura 13. Ley de Ohm.....	35
Figura 14. Corriente.....	35
Figura 15. Ondas senoidales.....	38
Figura 16. Potencia aparente.....	39
Figura 17. Potencia aparente.....	39
Figura 18. Potencia aparente.....	40
Figura 19. Factor de Potencia.....	40
Figura 20. Placa con las características del transformador.....	41
Figura 21. Tipos de conexión de devanados en el transformador.....	42
Figura 22. Neutro Flotante.....	46
Figura 23. Neutro aterrizada.....	47
Figura 24. Neutro aterrizada por resistencia.....	47
Figura 25. Diseño de resistencia neutro a tierra.....	48
Figura 26. Resistencia.....	48
Figura 27. Calentamiento adiabático.....	48
Figura 28. Software diseño eléctrico.....	49
Figura 29. Simulación neutro transformador flotante.....	49
Figura 30. Valores de simulación neutro transformador flotante.....	50
Figura 31. Simulación neutro transformador sólidamente aterrizado.....	50
Figura 32. Datos obtenidos de simulación neutro transformador aterrizado sólidamente.....	51
Figura 33. Simulación neutro transformador aterrizado mediante resistencia.....	51
Figura 34. Datos obtenidos de simulación neutro transformador aterrizado por resistencia.....	52

Figura 35. NGR.....	53
Figura 36. Diseño de tablero de resistencia neutro a tierra	53
Figura 37. Diagrama de tablero resistencia neutro a tierra	54
Figura 38. Relé Sigma.....	55
Figura 39. Relé Sigma.....	55
Figura 40. Funcionamiento del relé Sigma	55
Figura 41. Ajuste de relé DipSwitch #1	56
Figura 42. Ajuste de relé DipSwitch #2.....	56
Figura 43. Ajuste de relé DipSwitch #3 al #7	57
Figura 44. Ajuste de relé DipSwitch #8 al #10.....	58
Figura 45. Ajuste de relé DipSwitch #11	58
Figura 46. Ajuste de relé DipSwitch #12 al #16	59
Figura 47. Resistencia NGR – relé Sigma	60
Figura 48. Simulación de relé Sigma en ETAP	61
Figura 49. Operación del relé Sigma al presentarse una falla a tierra.....	62
Figura 50. Operación del relé Sigma al presentarse una falla en la resistencia	63
Figura 51. Conexión de línea a tierra hasta la última carga	63
Figura 52. Falla a tierra en un sistema eléctrico	64
Figura 53. Simulación caso 1 – línea a tierra corrida desde la subestación hasta la última carga	69
Figura 54. Simulación caso 2 – línea a tierra desde la subestación hasta la última carga interrumpida.....	69
Figura 55. Falla a tierra en un sistema eléctrico	71
Figura 56. Estadística de fallas del sistema eléctrico.....	72
Figura 57. Falla a tierra – usando NGR	72
Figura 58. Estado actual de tipo de aterramiento del neutro del transformador	73
Figura 59. Detección de falla a tierra entre los tres sistemas de aterramiento del neutro del transformador.....	74
Figura 60. Detección de fallas a tierra implementando el NGR y comparando con el sistema de aterrizado sólidamente	74
Figura 61. Comparación de los tres tipos de sistemas de aterramiento	75
Figura 62. Falla a tierra – usando NGR	77
Figura 63. Prueba de McNemar.....	78
Figura 64. Estado actual de tipo de aterramiento del neutro del transformador	79
Figura 65. Prueba de McNemar.....	80
Figura 66. Detección de falla a tierra entre los tres sistemas de aterramiento del neutro del transformador.....	81

Figura 67. Prueba de McNemar	82
Figura 68. Detección de fallas a tierra implementando el NGR y comparando con el sistema de aterrizado sólidamente	83
Figura 69. Prueba de McNemar	84

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Configuraciones de los tipos de grupos de conexión en los devanados de los transformadores	43
Tabla 2. Resumen de tipos de conexión del neutro del transformador	52
Tabla 3. Ajuste de tiempo de falla	57
Tabla 4. Ajuste de tiempo de falla	58
Tabla 5. Ajuste de tiempo de falla	59
Tabla 6. Resumen de ajustes de DipSwitch relé Sigma	59
Tabla 7. Estados para comunicación de relé Sigma	60
Tabla 8. Registro de estados de relé Sigma	60
Tabla 9. Características de los métodos de puesta a tierra	68
Tabla 10. Estadística de fallas en un sistema eléctrico	71
Tabla 11. Tipos de conexión del neutro de los transformadores	73
Tabla 12. Registro de fallas a tierra en la compañía minera Chungar	76
Tabla 13. Cuadro estadístico para hallar el valor de la prueba de McNemar	77
Tabla 14. Distribución Chi Cuadrada X^2	78
Tabla 15. Distribución binomial: $f(x)$	78
Tabla 16. Cuadro estadístico para hallar el valor de la prueba de McNemar	79
Tabla 17. Distribución binomial: $f(x)$	80
Tabla 18. Cuadro estadístico para hallar el valor de la prueba de McNemar	81
Tabla 19. Cuadro estadístico para hallar el valor de la prueba de McNemar	83

RESUMEN

La investigación «Influencia de la resistencia neutro a tierra en los transformadores de distribución en la unidad minera Chungar – Volcan 2024» da respuesta al siguiente cuestionamiento ¿Cómo influye el uso de resistencia neutro a tierra en los transformadores de distribución en la unidad minera de la compañía Chungar – Volcan, 2024?, el objetivo principal fue analizar cómo es la influencia del uso de resistencia neutro a tierra en los transformadores de distribución en la unidad minera Chungar – Volcan, 2024, y como hipótesis se admite que el uso de las resistencia neutra a tierra en los transformadores de distribución en la unidad minera Chungar – Volcan, 2024, son confiables para la operación. El diseño fue de aplicaciones o soluciones, la muestra fue unitaria, estuvo constituida por los transformadores que se encuentran ubicados en la subestación eléctrica 7 (interior de mina). Se concluye que el uso de la resistencia neutro a tierra para los transformadores eléctricos influye positivamente y son muy confiables, ya que esto ayuda a que limite la corriente de falla en 5 amperios, así mismo da la facilidad para poder ubicar las fallas de forma rápida, finalmente, y lo más importante brinda seguridad a las personas al ocurrir o darse una falla respecto a tierra en el sistema de distribución eléctrica, así mismo, protege a los activos de la empresa de la compañía minera Chungar – Volcan.

Palabras claves: compañía minera Chungar – Volcan, falla tierra, resistencia neutro tierra «NGR», transformador

ABSTRACT

The research «Influence of the neutral to ground resistance in the distribution transformers in the Chungar mining unit - Volcan, 2024» answers the following questioning: how does the use of neutral-to-ground Resistance influence the distribution transformers at the Chungar – Volcan mining company unit, 2024? As the main objective, I intend to analyze how the use of neutral resistance to ground influences in the distribution transformers in the Chungar – Volcan mining unit, 2022, and as a hypothesis it is assumed that the use of neutral resistance to earth in the distribution transformers in the Chungar – Volcan mining unit, 2024 are reliable for operation. The design was of applications or solutions, the sample was unitary, it was made up of the transformers that are located in electrical substation 7 (interior of mine). It is concluded that the uses of neutral resistance to ground for electrical transformers have a positive impact and are very reliable since this helps to limit the fault current in 5 amps, likewise it gives us the facility to be able to locate faults quickly. Finally, and most importantly, it provides security to people in the event of a ground fault in the electrical system, as well as protects the assets of the company Minera Chungar – Volcan.

Keywords: Chungar – Volcan mining company, ground fault, neutral ground resistance «NGR», transformer

INTRODUCCIÓN

La investigación que lleva como título «Influencia del uso de resistencia neutro a tierra en los transformadores de distribución en la unidad minera Chungar – Volcan, 2024», centra el problema en el sistema de conexión del punto neutro de los transformadores de distribución donde se detectaron problemas a raíz de presentarse fallas a tierra en el sistema eléctrico y teniendo un accidente mortal el 2019 en la unidad minera, debido a esta situación que se presentaba en la unidad se plantean nuevas alternativas que van relacionadas a los tipos de conexión del neutro del transformador para optar por el que más garantice la protección de fallas a tierra, seguridad en las personas y proteger a los activos de la empresa.

Así mismo, la investigación es fundamental por sus resultados, que presentaron la eficiencia de la resistencia neutro a tierra para el transformador en el sistema de distribución eléctrica, para poder dar sostenimiento a lo que se plantea de acuerdo con lo mencionado líneas arriba. La actual investigación se compone de la siguiente forma:

Capítulo I, se expone todo el planteamiento, formulación del problema, problema general y específicos, los objetivos generales y específicos, las justificaciones e importancia, delimitación del proyecto, finalmente las hipótesis y variables que se aplican de acuerdo con el tipo de investigación desarrollado.

Capítulo II, se presentan los antecedentes del problema, nacionales e internacionales, de las variables, el marco y bases teóricas de la presente investigación que comprenden los temas relacionados con los tipos o sistemas de conexión del punto neutro del transformador, ventajas y desventajas de cada uno de ellos, aspectos generales y definición de los términos básicos.

Capítulo III, se da a conocer la metodología de la investigación, donde se presentan el tipo, nivel, método y diseño, población y muestra del problema, las técnicas e instrumentos para la recolección de datos: procesamiento y análisis de datos de la investigación.

Capítulo IV, se presentan los hallazgos y discusiones, hallazgos del tratamiento y evaluación de la información obtenida, comparación y prueba de la hipótesis en conjunto y prueba de hipótesis detalladas y, por último, el debate y análisis de los hallazgos de la influencia de la resistencia neutro en los transformadores de distribución en la unidad minera Chungar – Volcan, 2024. Finalmente, se mencionan las conclusiones, dando a conocer las sugerencias y recomendaciones, incluyendo la lista de referencias y anexos.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL ESTUDIO

1.1. Planteamiento y formulación del problema

Desde los inicios del uso de la electricidad, el riesgo en las diferentes categorías de las instalaciones ha quedado siempre marcado y patente que la corriente eléctrica es muy peligrosa para las personas y equipos, si la distribución y si el uso no es el apropiado (1). Es en este contexto que existen los estudios y prácticas sobre la conexión a la malla tierra (regímenes de neutro) de las instalaciones eléctricas y la interacción usuario red, tanto en funcionamiento de la forma normal como ante una eventualidad de aislamiento del sistema. Los regímenes de neutro son el resultado de una larga evolución y se busca la mejor protección de las personas.

Dentro del marco normativo vigente y las recomendaciones de instalaciones de diseño para la seguridad del cliente (usuario) y bienes de la instalación aparece como algo fundamental el modelo de sistema de puesta a tierra o régimen de neutro para implementar a las instalaciones, tanto por su vertiente de facilitador del funcionamiento de las protecciones como para limitar al cliente (usuario final) un voltaje de contacto que sea peligroso (2).

En las unidades mineras de Perú los transformadores de distribución respecto a las conexiones a tierra (régimen neutro) se encuentran con el neutro flotante. Todas las instalaciones de la compañía minera Volcan se encuentran de la misma manera. El 2019 en la unidad minera Chungar – Volcan se tuvo un accidente fatal por contacto con energía eléctrica (bomba sumergible presenta falla a tierra y el personal hace contacto directo recibiendo una descarga eléctrica y falleciendo de forma instantánea). Desde esa fecha se viene implementando protecciones en general para poder garantizar la seguridad en todas las operaciones. Es por lo

que en esta investigación se analizan los tipos de conexión del neutro del transformador para optar por el que más garantice en el tema de seguridad y protección ante fallas a tierra.

1.1.1 Problema general

¿Cómo es la influencia de la resistencia neutro a tierra en los transformadores de distribución en la unidad minera Chungar – Volcan, 2024?

1.1.2. Problema específico

¿Cómo es la instalación del transformador respecto al punto neutro en la unidad minera Chungar – Volcan, 2024?

¿Cómo se limita, controla o detecta la corriente de falla a tierra sin el uso de resistencia de neutro a tierra en los transformadores?

¿Por qué usar las resistencias de neutro respecto a tierra de los transformadores en lugar de la puesta a tierra sólida?

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

Analizar cómo es la influencia del uso de resistencia neutro a tierra en los transformadores de distribución en la unidad minera Chungar – Volcan, 2024.

1.2.2. Objetivos específicos

A. Informar la situación o estatus de las instalaciones de los transformadores respecto al punto neutro en la unidad minera Chungar – Volcan, 2024.

B. Analizar cómo se limita, controla o detecta la corriente de las fallas a tierra sin uso de resistencia de neutro a tierra en los transformadores.

C. Indagar por qué usar las resistencias de neutro régimen tierra en los transformadores en lugar de la puesta respecto a tierra sólida.

1.3. Justificación e importancia

1.3.1. Justificación social

La presente investigación se encamina a implementar nuevos sistemas de seguridad y protección al sistema eléctrico con la importancia social en donde se busca aportar y apostar

por la seguridad de todas las personas que trabajan en la minería e industrias. Y así, evitar accidentes fatales con fallas a tierra en el sistema eléctrico.

1.3.2. Justificación teórica

En la presente investigación se aplicó la teoría aprendida durante el estudio universitario, complementando lo aprendido en capacitaciones y charlas de correcta operación de sistemas eléctricos en minerías e industrias.

1.3.3. Justificación económica

Con la instalación de las resistencias neutro a tierra permitirá optimizar todo tipo de procesos en la minería e industria. Lo cual limitará la corriente máxima de la falla a valores que no causarán daños a transformadores, generadores y demás equipos eléctricos de potencia. Y con ello dar el buen funcionamiento y tiempo de vida útil.

1.3.4. Justificación metodológica

En la indagación se realizó la demostración de las metodologías y análisis que distinguen a esta investigación. Las aplicaciones sustentan la investigación y por lo tanto lo justifican, ya que es viable.

1.3.5. Justificación técnica

La presente investigación técnicamente es confiable, donde se buscó enfocarse en analizar, limitar, controlar y facilitar la localización de las fallas a tierra que presenta el sistema eléctrico. Y con ello lograr tener el monitoreo a tiempo real de las fallas en un sistema Scada. Y así tomar acciones inmediatas y evitar daños a las personas y equipos.

1.3.6. Importancia

La relevancia de esta investigación se basa en que, como se demuestra que los transformadores de distribución respecto a las conexiones a tierra (régimen neutro) se encuentran con el neutro flotante. La preocupación es tener otros eventos con pérdidas humanas ante fallas a tierra del sistema eléctrico. Por ello, lo que se plantea con esta investigación es analizar los tipos de conexión de neutro del transformador con el único objetivo de tener un mejor control frente a las fallas a tierra que se dan o que se manifiestan en el sistema de distribución eléctrica, y así evitar y reducir pérdidas de activos de las empresas mineras e industrias y, sobre todo, proteger a las personas.

1.4. Delimitación del proyecto

- Delimitación social: La investigación se realizó con el soporte de ingenieros y técnicos electricistas y la empresa especializada Oem Electric.
- Delimitación temporal: La investigación se realizó a partir del 2020 hasta el 2022.
- Delimitación espacial: La investigación se realizó en la unidad Chungar que se encuentra ubicada en el distrito de Huayllay – Cerro de Pasco, departamento Pasco, Perú.

1.5. Hipótesis y variables

1.5.1. Hipótesis general

Ho: La resistencia neutro a tierra en los transformadores de distribución en la unidad minera Chungar – Volcan, 2024 no son confiables en el 95 % de su aplicación para los sistemas de falla respecto a tierra.

H1: La resistencia neutro a tierra en transformadores de distribución son muy confiables para los sistemas de falla a tierra en un 95 % de su aplicación en la unidad minera Chungar – Volcan, 2024.

1.5.2. Hipótesis específicas

A. H0: La situación o estatus de la instalación del transformador al respecto del punto neutro en la unidad minera Chungar – Volcan, 2024 es que en el punto neutro del transformador no se tiene flotante al 95 %.

H1: La situación o estatus de la instalación del transformador al respecto del punto neutro en la unidad minera Chungar – Volcan, 2024 es que en el punto neutro del transformador se tiene flotante al 95 %, sin ningún tipo de conexión.

B. H0: La forma de poder que se limite, controle o detecte la corriente de las fallas a tierra sin la resistencia de neutro a tierra en los transformadores no es complicado al 95 %.

H1: La forma de poder que se limite, controle o detecte la corriente de las fallas a tierra sin la resistencia de neutro a tierra en los transformadores es complicado al 95 %.

C. H0: Al instalar y hacer el uso de las resistencias de neutro régimen tierra en los transformadores, en lugar de la puesta respecto a tierra sólida, no se puede garantizar al 95 % la confiabilidad al limitar la corriente de falla, controlar y mapear la corriente de tierra y voltaje a tierra, finalmente, facilita localizar la falla.

H1: Al instalar y hacer el uso de las resistencias de neutro régimen tierra en los transformadores, en lugar de la puesta respecto a tierra sólida, se puede garantizar al 95 % la confiabilidad al limitar la corriente de falla, controlar y mapear la corriente de tierra y voltaje a tierra, finalmente, facilita localizar la falla.

1.5.3. Variables

Variable independiente (x): Resistencia neutro a tierra

Las resistencias utilizadas respecto a tierra del neutro limitan la corriente máxima de falla a valores que no causarán daños a transformadores, generadores y demás equipos eléctricos de potencia, permitiendo; sin embargo, un flujo de corriente de falla suficiente para operar alarmas o relés de protección. Hay dos tipos de resistencias de puesta a tierra: baja resistencia y alta resistencia (3).

Variable dependiente (y): Transformadores de distribución

Los transformadores son máquinas eléctricas que tienen como función aumentar y disminuir energía eléctrica alterna de un valor de voltaje (primario), en energía eléctrica alterna a otro valor de voltaje (secundario), de acuerdo con el principio del fenómeno de la inducción electromagnética. Está formado por dos bobinas, el tipo de conductor es de cobre, devanadas sobre un núcleo que es cerrado y es de material ferromagnético, separadas (aisladas) entre sí eléctricamente. La conexión entre ambas bobinas es el flujo magnético. El núcleo, habitualmente, es confeccionado por el material, bien sea de hierro o de láminas apiladas de acero eléctrico, aleación apropiada para perfeccionar el flujo magnético. Las bobinas o devanados se califican como lado principal y lado secundario conforme a lo que les correspondan al ingreso o salida del sistema en cuestión, respectivamente.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes de la investigación

2.1.1. Resistencia neutro a tierra (NGR)

2.1.1.1. Antecedentes internacionales

Cano (4), en su tesis doctoral «Aportaciones a la conexión controlada de los transformadores de distribución y potencia», en la mención para transformadores de distribución se demostró que al incluir una resistencia respecto a tierra del punto neutro se logra disminuir la I corriente en lugar de hacer el uso de la resistencia de preinserción. Para energizar se tiene que realizar de forma progresiva para las distintas fases del transformador de distribución.

En la norma ANSI/IEEE y la IEC (5), aclaran y confirman que el cálculo de las I (corrientes) de fallas necesita la inserción de la red de secuencia cero (por ejemplo, fallas tipo serie, fallas a tierra dobles y fallas a tierra), el flujo de la I corriente es notablemente afectado por la condición del sistema de aterramiento, también tiene un efecto en la presencia de varios puntos de aterramiento y sus valores de impedancias en el sistema de aterramiento. La impedancia de aterramiento puede ser usada para bajar el valor de la I (corriente) de falla respecto a tierra a un valor mínimo con la supresión de la sobretensión y tener una protección de tierra «super controlada».

Según Makey (6), en un sistema eléctrico de potencia o distribución no es común localizar este tipo de conexionado, ya que el punto neutro aislado o punto neutro flotante se muestra cada vez que no existe ningún tipo de conexionado del transformador respecto del neutro hacia la malla tierra en el sistema eléctrico. Las tensiones o voltajes de la fase se

encuentran contemplados a la tierra de manera directa por medio de las capacitancias parásitas (regreso de mínimas I de defecto). Del mismo modo, es común que en las instalaciones se pueda ver que hay transformadores con el neutro flotante o aislado, pero su estructura debe ser adecuada, porque al suceder una falla monofásica a tierra en el sistema eléctrico los voltajes aumentan a valores similares de línea.

2.1.1.2. Antecedentes nacionales

Conforme con Gonzales (7), los sistemas de distribución aislados o apartados de tierra disponen una ventaja para sostener un servicio o trabajo continuo en el sistema de distribución, si bien es cierto cuando se produce una falla en el sistema eléctrico, los voltajes de las distintas fases se alzan llegando en un 1.73 veces de la tensión nominal, su elevada tensión (voltaje) siempre provoca el riesgo del aislamiento en los transformadores de distribución.

De acuerdo con Detjen (8), en el esquema eléctrico 3F con el punto neutro flotante a tierra las I en las tres fases conductores o cables son similares y estas se encuentran desfasadas a 120° una de otra y la suma o producto vectorial de las tres I_f ($I_A - I_B - I_C$) es igual a cero en el punto de puesta a tierra, lo cual técnicamente se conoce como potencial de tierra por la equilibrada del voltaje o tensión capacitiva a tierra (VAG-VCG-VBG). Dicho de otra forma, en el circuito eléctrico que no esté conectada de forma intencional a tierra, el sistema sí está capacitivamente respecto a tierra.

Tal cual se describe en el párrafo precedente, en circunstancias habituales la suma de corriente residual es igual a cero, por lo que no se observa ningún defecto en el sistema de distribución y es donde los aparatos eléctricos (relés de protección) se activarán en el modo disparo de alarma para las corrientes residuales.

Sanz et al. (9), en el artículo «Aterrizaje del neutro para sistemas eléctricos» hacen mención que en la ingeniería de distribución y potencia, es normal mencionar el aterrizaje sólido del punto neutro del sistema, ya sea que este se haga de forma directa o mediante una impedancia. En la actualidad, el punto neutro del sistema es una referencia conveniente, no un punto físico conectado a tierra. Por lo tanto, concluye que el aterrizaje del punto neutro se da por medio de la resistencia del esquema eléctrico de distribución, del mismo modo que un transformador, hace que el sistema sea más confiable ante posibles fallas a tierra y se puedan detectar las fallas en el sistema.

En los sistemas que son complejos, tal como redes de transmisión de alta y extra alta tensión, hay muchos componentes o aparatos eléctricos que deben tener su neutro aterrizado

(banco de capacitores, reactores, transformadores). En estos sistemas aterrizados, el tipo de aterrizaje es establecido por el efecto de tipo acumulativo de los diferentes puntos de aterrizaje. Si en la gran parte de los transformadores de distribución el punto neutro está aterrizado por medios similares, el sistema puede ser vagamente descrito en términos de un solo tipo. En términos generales, en los sistemas donde existan muchos puntos de aterrizaje para los aparatos eléctricos con distintos medios para el aterrizaje de neutro, el tipo de aterrizaje puede ser determinado solamente por los cocientes de las componentes simétricas de secuencia positiva y secuencia cero (9).

Los objetivos en la elección de un esquema de aterrizaje para cualquier aplicación o sistema en global, son los siguientes:

- Establecer la relación de voltajes y el tipo de grado de protección de la fuente de voltaje permitida por los pararrayos
- Limitar los transitorios de sobrevoltajes línea-tierra.
- Formular la sensibilidad y designación de los relés de falla a tierra
- Limitar la magnitud de corriente de falla a tierra
- Seguridad

El sistema puesto al punto tierra se podría catalogar de acuerdo con las características de sistema eléctrico que conecta en el punto neutro respecto a tierra en (10):

- *Ungrounded*
- *Solid grounding*
- *Impedance grounding*
- *Reactance grounding*
- *Resistance grounding*
- *Ground fault neutralizer*

Donde recomiendan que los esquemas eléctricos con el punto neutro flotante se encuentran sin ninguna conexión del punto neutro respecto a tierra, invalidando la falla de corriente respecto a tierra. Así mismo, los esquemas eléctricos de distribución con el punto neutro del transformador que se encuentran operando mediante una resistencia respecto a la malla a tierra, es decir que el punto neutro aterrado mediante el NGR, y estas ayudan a disminuir la corriente de falla respecto a tierra y poder ubicarlos en el sistema de distribución eléctrica.

Según la norma ANSI/IEEE como la IEC (5), respecto al sistema de aterramiento, mencionan que se tiene un rol destacado para una apropiada reproducción de respuesta del sistema de secuencia cero, más particularmente para los sistemas de baja impedancia o sistemas que son aterrados sólidamente, para lo siguiente es insertar en el estudio solo la I (corriente) restringido del transformador de distribución o las impedancias de tierra del transformador. En tanto que, para los sistemas de mucha impedancia, sin conexión o de tipos flotantes o sistemas resonánticos aterrizados necesitan o se debe de analizar de una forma muy especial.

2.1.2. Transformador de distribución

2.1.2.1. Antecedentes internacionales

Al encontrarse el sistema o tipo de conexión en delta (triángulo) o estrella sin aterrizar o sin punto neutro se llegará a utilizar un transformador de tipo zigzag. Y así lograr tener una línea o punto neutro. Este transformador es especial para la aplicación que es de tipo 3F con 1 solo bobinado, no se tiene arrollamiento en el lado secundario.

La impedancia de un transformador 3F de tipo zigzag en una situación típica es sumamente elevada y recorre un menor flujo de I por las bobinas del transformador de distribución y procede como que no hubiera nada, sin embargo, al momento de presentarse una falla, la impedancia disminuye definitivamente y esto permite fluir muy altas I respecto a las fallas a tierra, las bobinas tienen la misma cantidad de espiras, por lo tanto, son las mismas vueltas de cobre, pero cada par de bobinas de columna está conectado en diferentes sentidos, de esta manera, sus fuerzas magneto-motrices son idénticas y opuestas (10).

La estructura de este tipo de aterramiento concede descubrir un medio de regreso de la I falla respecto a tierra, con ello se lleva a cabo un diseño muy propio, por lo tanto, en el mercado del sistema eléctrico es complicado poder encontrar a simple vista.

Según el estándar IEEE C37.91-2000 «IEEE Guía para aplicaciones de relés de protección en transformadores de distribución y potencia» (11) se hace mención específica que los transformadores de distribución en Y lado secundario son considerados como fuente de I (corriente) de tierra. Las I (corrientes) de secuencia cero en el lado secundario (Y) aterrizado no son plasmados o reflejados en la parte del lado primario terminales D. Algunos tipos de relés procuran obviar esta aportación como parte del desfase 120° de ángulos internos propios de la estructuración, como también hay otras variedades de relés donde es difícil adecuar esta retribución, por lo que se deben implementar los CT para lograr filtrar la aportación de la corriente de tierra.

2.1.2.2. Antecedentes nacionales

Conforme con Gonzales (7), la tensión del punto neutro (V_{neutro}), fuerza el recorrido de la I capacitiva en el circuito, es por lo que se sobreponen en el mismo circuito de falla. En verdad, el tipo de corrimiento o movimiento del punto neutro hacia la fase que se encuentra dañada no es del total, si se puede considerar las resistencias del esquema. Aun cuando el punto neutro se encuentra sin ninguna conexión no existe un tipo de conexión respecto a tierra de muy alta impedancia mediante la capacitancia parásita de alternador, de tal manera que las I de defecto son mínimas, una pequeña o mínima sección de la I; a pesar de ello, los voltajes que se puedan presentar son grandes. Una de las ventajas fundamentales que se encuentra a beneficio de los sistemas eléctricos de distribución en el sistema neutro aislado o flotante es que al presentarse un defecto respecto a tierra en cualquiera de las tres fases alcanza a permitir en forma indeterminada. Este tipo de diagrama de aterrizado se hace uso en los siguientes niveles de tensión, en este caso media tensión 6.6 y 13.8 kV, pero también cabe la probabilidad de sobrevoltaje por el tipo de resonancia o fallas intermitentes en el sistema de distribución. Dañando considerablemente y de forma irreparable al transformador.

Ventajas

- El motivo del tipo de sistema delta, es la certeza, ya que esto permite continuar operando el sistema eléctrico sin ninguna interrupción al darse una primera falla en el sistema de distribución eléctrica.
- El *step voltage* (voltaje de paso) y *touch voltage* (toque de paso) no tienen significancia en los valores, ya que estos son parcialmente mínimos en los datos de la corriente de falla; el caso es opuesto en donde se analizan los sistemas de distribución con el conexionado del neutro aterrado sólidamente a tierra o rígida.

Desventajas

- Al momento de presentar una primera falla respecto a tierra el sistema eléctrico sigue funcionando de forma normal sin ninguna interrupción, pero al momento de presentar una segunda falla a tierra y esta sea persistente en el sistema, el impacto puede ser muy desastroso para todo activo (equipo).
- Al presentarse una falla y que sea un cortocircuito de tipo monofásico (1F), la tensión o voltajes en las fases que no se encuentran en defecto tienen un aumento en 1,73 veces respecto a V_n , Por ese motivo, la implementación del neutro aislado (sin ninguna conexión)

o flotante está prohibido en tensiones altas (115 y muy hay veces 230 kV), ya que al aplicar en ello se debe hacer un estudio del tipo de aislamiento para esos valores.

- La Icc (corriente de cortocircuito) es de esencia capacitiva, lo cual hace que pueda provocar reencendido del arco eléctrico y pésimo sobrevoltaje. Esto hace que se cierre de nuevo o reenganche (*reclosed*) de forma rápida e instantánea, al poder tratar de que pueda despejar la falla. Al tener una falla, las fases sanas aumentan considerablemente, ya que el valor aumenta considerablemente y esto puede generar ruptura o pérdida del aislamiento.

Cano (4), menciona que al tratarse de una aplicación controlada en los transformadores de distribución 3f trifásicos, es muy necesario realizar la diferencia respecto a los bancos 3f, unidades con núcleo 3f. Respecto a los bancos 3f compuesto de las unidades monofásicas, con el tipo de conexionado en Y, y el punto neutro que esté conexionado a tierra, para que cada una de las fases empiece a quedar con energía sin que aparezca el flujo en las bobinas de las demás fases, es por lo que los métodos planteados para transformadores de tipo 1f siguen teniendo validez. A pesar de ello, en los transformadores de distribución que aún están compuestos por un núcleo 3f o donde se encuentre algún tipo de conexión en *delta*, cuando se da energía a una fase hace que aparezca el flujo en las otras dos. Estos flujos que se muestran son conocidos habitualmente como flujos dinámicos (12), y su progresión establece el momento perfecto en la que tiene que suceder la conexión de las fases remanentes. Así mismo, es muy importante diferenciar si el bobinado por donde se ejecuta el energizado esté conexionado en Y junto al punto neutro respecto a tierra, conexionado en Y con el punto neutro aislado o bien conexionado en delta. Finalmente, se evidencian los tipos de método de táctica comprobado teniendo en cuenta el transformador 3f trifásico con el tipo de conexión YD (estrella/delta), con los 2 regímenes de neutro: punto neutro puesto sólidamente a tierra y punto neutro flotante; al igual que el transformador DD (delta/delta) (4).

2.2. Bases teóricas

2.2.1. Resistencia Neutro a Tierra (NGR)

La conexión a tierra de alta resistencia de un sistema de energía eléctrica es la conexión del punto neutro del transformador respecto a tierra mediante una resistencia, cuya función es limitar la corriente de falla. La resistencia a tierra del neutro es la conexión entre el neutro y la tierra. Al limitar la corriente de falla, no se afectan las características de la protección diferencial ni las de sobrecorriente.

Si en el circuito de la salida del transformador se instala un equipo de protección diferencial, al presentarse una falla a tierra, el relé detectará dicha falla, al igual que el NGR.

Sin embargo, el equipo que actuará de forma inmediata será aquel que esté configurado con menor corriente y menor tiempo de respuesta ante la falla. En el tablero NGR viene incorporado un relé SIGMA, que cumple la función de protección diferencial y monitoreo de la resistencia.

En caso de una falla monofásica, esta debe eliminarse de forma inmediata, ya que, de no hacerlo, y si se presenta una falla en otra fase, se generaría una falla bifásica. Esto provocaría un cortocircuito y, como consecuencia, una sobrecorriente. El despeje de esta falla se realizaría mediante interruptores termomagnéticos. El NGR no afecta directamente las características de las sobrecorrientes.

Existen dos tipos de resistencia:

Baja resistencia: limita la corriente al nivel mínimo (>50 amperios).

Alta resistencia: permite un funcionamiento continuo y admite una corriente de falla máxima mayor (usualmente 5 amperios, para sistemas menores de 1000 voltios). En esta investigación se utilizó este tipo de resistencia.

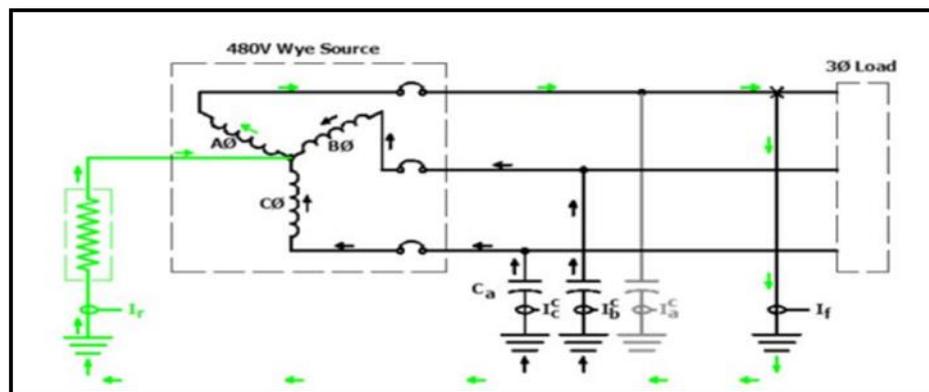


Figura 1. Esquema de conexión resistencia neutro a tierra
Fuente. Oem Electric

El voltaje de la fase en falla es cero, mientras los voltajes o tensiones en las fases sin fallas se elevan en un factor de $\sqrt{3}$. El valor de la corriente de la fase en falla se eleva en 5 A. (según características de la resistencia); sin embargo, el valor de las corrientes en las fases sanas permanece con el mismo valor ante la falla. Simulación de un sistema de aterramiento con alta resistencia.

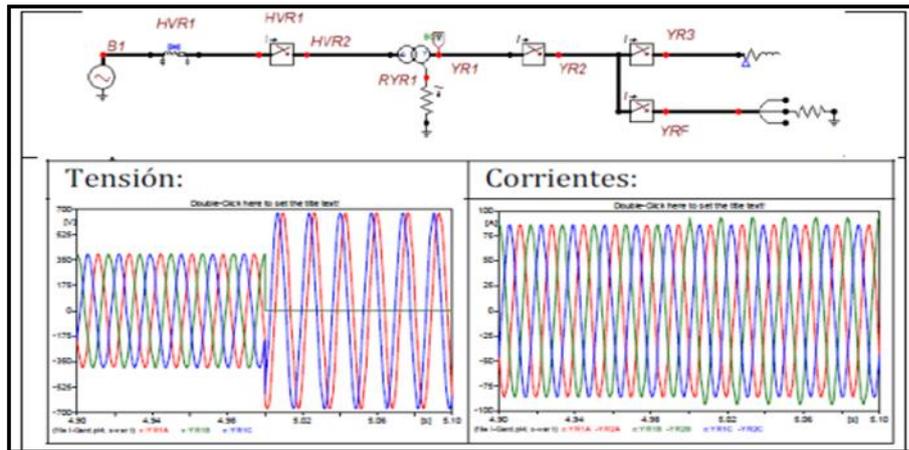


Figura 2. Simulación de un sistema de aterramiento con alta resistencia
Fuente. Oem Electric

Las fallas son operaciones anormales que, como consecuencia, disminuyen el aislamiento de los conductores entre fases o entre fase y tierra, quedando muy por debajo de los valores nominales de la impedancia de carga.

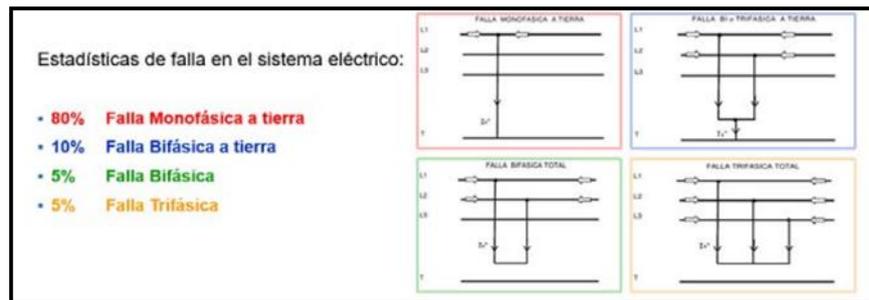


Figura 3. Tipos de conexión respecto al neutro del transformador
Fuente. Oem Electric / CNE

La evaluación de riesgos eléctricos consiste en analizar la posibilidad de que ocurra un contacto o choque eléctrico, ya sea de forma indirecta o directa, con una instalación eléctrica, lo cual podría provocar daños a las personas, materiales o interrupciones en los procesos o actividades.

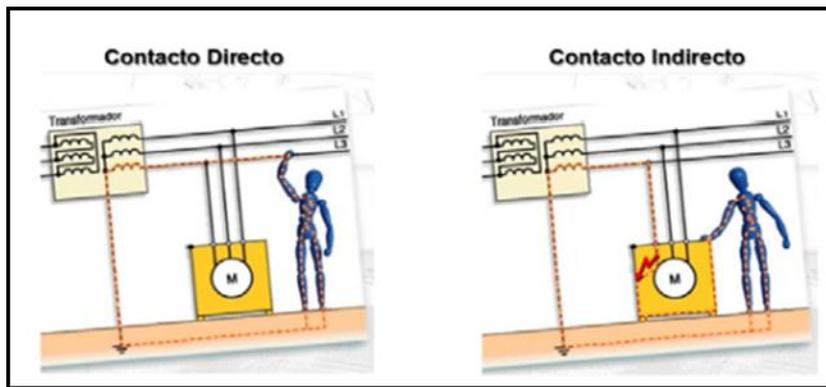


Figura 4. Tipos de exposición de contacto directo e indirecto
Fuente. Oem Electric / CNE

El sistema de aterramiento mediante una resistencia de neutro del transformador a tierra (NGR) tiene como función principal proteger ante fallas monofásicas respecto a tierra y ante condiciones anormales o defectos en el resistor. Estas condiciones pueden ser ocasionadas por conexiones incorrectas, deterioro (como la corrosión), objetos externos que provoquen fallas en el resistor o la presencia de circuitos abiertos.

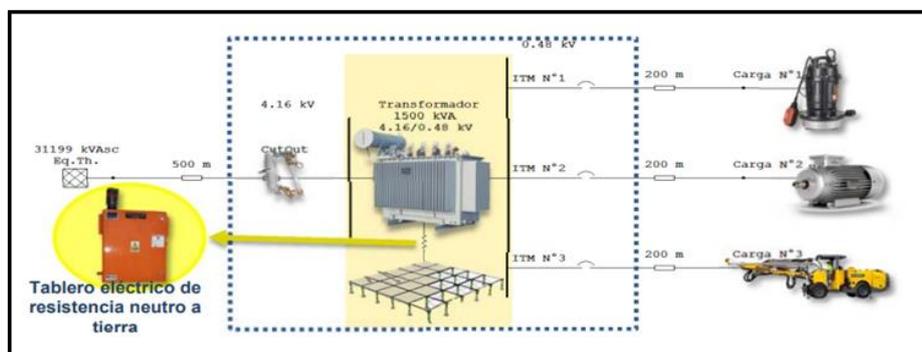


Figura 5. Esquema de conexión en BT

Componentes

Resistencia (NGR):

La resistencia está fabricada con una aleación eléctrica que permite cumplir con la función de limitar la corriente. La capacidad de la resistencia debe diseñarse para cumplir con las especificaciones de acuerdo con la corriente estimada a limitar, así como con las características del sistema en el que se va a usar e instalar.

Sensor tipo toroidal de corriente (sensor de secuencia cero, ZSCS):

Este componente tiene la función de detectar la secuencia cero. Esto ocurre en un sistema o conexión cuando una de las fases entra en contacto con tierra. Esta fuga o pérdida de

energía en el sistema se manifiesta como un desequilibrio en la corriente de una conexión trifásica.

Relé Igard Sigma C453EM (falla a tierra/monitoreo de resistencia):

El relé Sigma protege ante fallas a tierra y monitorea la resistencia NGR. Su función principal es detectar fallas monofásicas respecto a tierra y situaciones de mal estado del resistor, que pueden ser ocasionadas por malas conexiones, factores ambientales como la corrosión, elementos externos que interfieran o circuitos abiertos.



*Figura 6. Tablero de resistencia neutro tierra
Fuente. Oem Electric*

Dispositivo de puesta a malla tierra del neutro

Es una impedancia o resistencia alta que se utiliza para conectar la malla de tierra al punto neutro del sistema de distribución eléctrica, con el objetivo de mitigar las fallas de corriente y tensión respecto a tierra.

Especificaciones técnicas:

- Alta resistencia
- I-Gard resistencia bobinada
- Mat. de elemento: Hecho de aleación eléctrica de grado especial (aluminio, níquel), temperatura muy baja
- Temperatura: 0.0002 Ohmios/C
- tensión o voltaje secundario: 277 Voltios L - N en la resistencia
- Corriente (A): 5 Amperios
- Resistencia (ohm): 55.4 ohmios +/- 10 %
- Operación: de forma continua
- temperatura: 375 °C como máximo en elementos completamente resistivos

- Dimensiones estimadas: 69.7 x 51x 27.5 en cm
- Peso: 41 kg

Ajustes del relé Sigma:

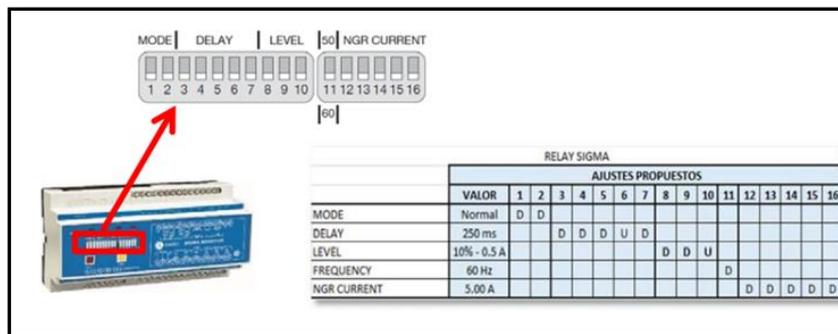


Figura 7. Ajuste de relé Sigma
Fuente. Manual de relé Sigma

Monitoreo del NGR:

El relé Sigma es el encargado de monitorear el NGR (resistencia neutro-tierra) utilizando y aplicando los siguientes criterios:

Continuidad

El toroide mide la corriente (I) de la resistencia NGR, que es menor al 1 % del valor configurado (seteado) o ajustado. El relé se encarga de monitorear los parámetros de resistencia mediante la continuidad. Si la resistencia se encuentra fundida, abierta o presenta un valor anómalo de ohmios, el relé detectará una falla en el NGR y la consignará en un tiempo de 3.5 a 10 segundos.

Medición

Si el sensor toroidal de corriente de secuencia cero detecta una corriente superior al 1 % del valor configurado, este criterio entra en acción. En este caso, el agrupamiento de corriente mediante el toroide y la tensión del punto neutro respecto a tierra permite determinar si la resistencia ha aumentado a un nivel superior al 140 % o disminuido a un 70 % de su valor nominal. En tales circunstancias, el relé Sigma (modelo C453EM) identifica el defecto en el NGR y ejecuta el disparo (trip) en un tiempo de 3.5 segundos.

Detección de falla a tierra

El relé Sigma identifica fallas respecto a tierra mediante la medición de la corriente (I) del NGR. Esta corriente se mide utilizando un transformador toroidal de corriente (ZSCS). La

escala de disparo (trip) es seleccionable y se define según el porcentaje de ajuste de la corriente reducida por el NGR, con opciones de 5 %, 10 %, 15 %, 20 %, 25 %, 30 %, 40 % y 50 %.

El tiempo de respuesta ante esta falla también es configurable, con un rango de ajuste que va desde 60 milisegundos hasta 3.15 segundos.

Lista de componentes del tablero de NGR.

- Ingreso para cables
- Barra conexión del (R) neutro
- (T3A) toroide de secuencia cero
- Resistencia que limitada
- (R1) barra tierra
- Salida de cables
- Resistencia (NGRS-6)
- Relé (Sigma marca Igard)
- Transformador tensión 460/120 V – 50 VA (CPT)
- Interruptor de control



*Figura 8. Tablero NGR – componentes
Fuente. Oem Electric*

2.2.2. Transformador de distribución

El tema del transformador respecto a la conexión a la malla de tierra del punto neutro del sistema es muy importante, ya que puede afectar la susceptibilidad de todo el sistema de distribución eléctrica ante altas tensiones transitorias y fallas a tierra. Además, determina las diferentes cargas que el sistema eléctrico debe abastecer, lo que ayuda a clasificar los tipos de protecciones que deberían aplicarse al sistema.

La disposición del tipo de conexión a tierra del sistema está determinada por la configuración de conexión a tierra de la principal fuente del sistema eléctrico. El Código Nacional de Electricidad (CNE) establece cuatro categorías para los diferentes tipos de fuentes de alimentación en los sistemas eléctricos industriales o mineros (5).

Categoría 1: Sistemas eléctricos de potencia

La conexión a malla tierra del transformador (punto neutro) del sistema está principalmente determinada por el tipo de configuración o conexión del devanado de baja tensión (secundario) en estrella del transformador que se encuentra aguas arriba del circuito.

Categoría 2: El generador

El tipo de conexión respecto a la malla tierra del sistema de distribución eléctrica está determinado por el tipo de conexionado de la bobina del estator.

Categoría 3: El transformador eléctrico

El tipo de conexión respecto a la malla tierra del sistema eléctrico alimentado o abastecido por un transformador está determinado por el tipo de conexionado del devanado o lado secundario del transformador.

Categoría 4: El convertidor de energía tipo estático

Este tipo de conexión se aplica a elementos como inversores y rectificadores. La conexión respecto a la malla tierra del sistema de distribución eléctrica está determinada por la puesta a malla tierra de la salida del convertidor.

Las categorías 1 a 4 se encuentran incluidas en las definiciones del CNE.

Hoy en día, los sistemas de distribución trifásicos (3F) que están puestos a malla tierra de forma sólida suelen conectarse en estrella (Y) en el lado secundario, con su punto neutro puesto a malla tierra. Por otro lado, los sistemas de distribución eléctrica no puestos a tierra en el lado secundario podrían conectarse en estrella o en triángulo. Sin embargo, la configuración en triángulo es la más común.

Asimismo, los sistemas eléctricos que están puestos a malla tierra mediante resistencias suelen tener una configuración en estrella en el lado secundario, con su punto neutro puesto a tierra por medio de la resistencia. Los sistemas trifásicos conectados en triángulo en el lado secundario también pueden ser puestos a tierra, pero para ello es necesario implementar un transformador con diseño o conexionado tipo zigzag.

En la mayoría de los sistemas de distribución eléctrica suministrados por transformadores de distribución, el régimen neutro está puesto a tierra, ya sea de forma sólida o mediante una resistencia (5).

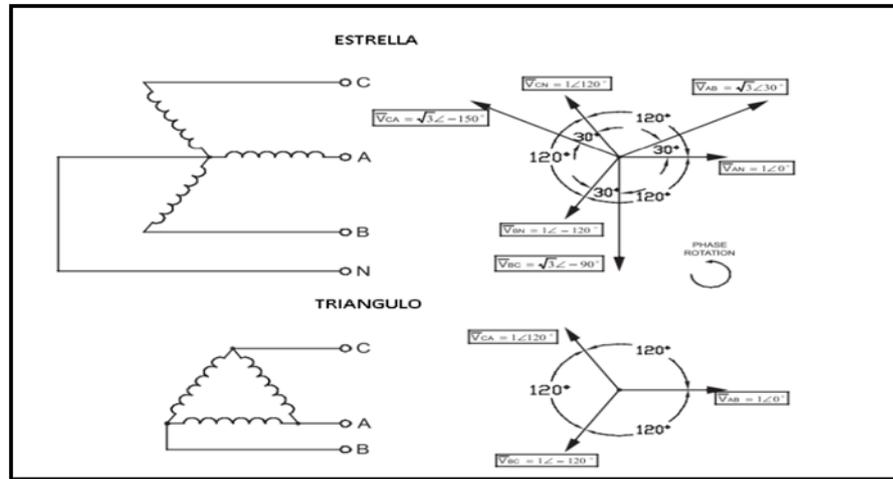


Figura 9. Conexión de devanados
Fuente. Cuaderno técnico Schneider

Las sobretensiones transitorias, en caso de una falla a tierra, provocarán que las otras dos fases presenten un voltaje 1.73 veces mayor que el normal. La capacitancia distribuida podría ocasionar sobrevoltajes transitorios que superen varias veces el voltaje fase-tierra. Esto podría causar fallas en otros puntos, ya que los niveles de aislamiento no serán suficientes. Si la segunda falla ocurre en otra fase, se generarán corrientes muy altas entre fases, lo que podría causar daños severos. Por ello, es recomendable instalar supresores de sobretensiones transitorias.

Neutra puesta sólidamente a malla tierra

El tipo de conexionado respecto al neutro del transformador, que se conecta sólidamente a tierra o a la malla tierra de la subestación, es el arreglo o conexionado del sistema de distribución más común y uno de los más utilizados. La conexión se realiza en el lado secundario, donde el punto neutro del transformador se conecta directamente a la malla tierra. El tipo de conexión y la forma de conexión descrita se ilustran en la figura 3, con la disposición puesta a tierra como se muestra en la figura 9.

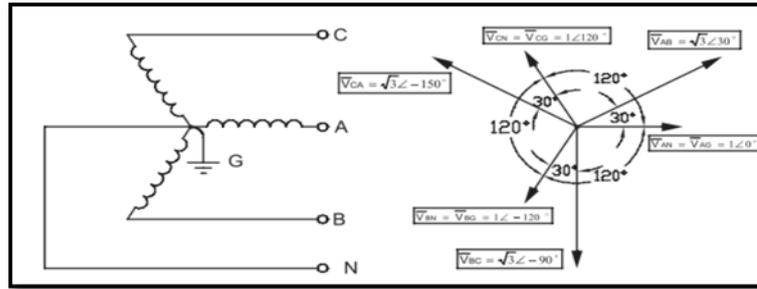


Figura 10. Disposición en estrella para la puesta a tierra sólida del sistema
Fuente. Cuaderno técnico Schneider

Tipos o sistemas de conexionado del punto neutro de los transformadores de distribución.

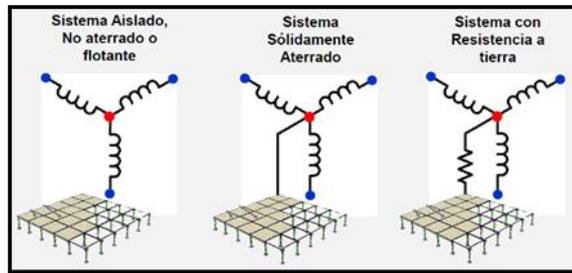


Figura 11. Tipos de conexión respecto a neutro
Fuente. Oem Electric

Mallas de puesta a tierra

Se deben conectar a tierra los equipos electrónicos, eléctricos y cualquier componente conductor que pueda poner en contacto al personal o a los equipos con una diferencia de potencial mayor. Estas conexiones tienen como objetivo incrementar la seguridad del personal, proteger los equipos, detectar fallas y minimizar el impacto en la producción.

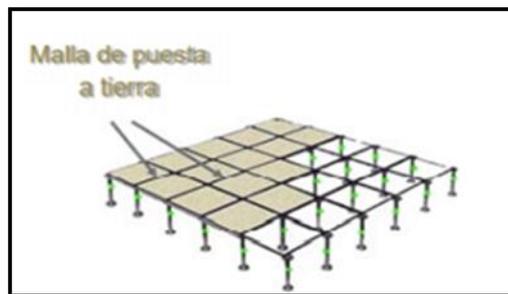


Figura 12. Malla de puesta a tierra
Fuente: Oem Electric

2.2.3. Resistencia neutro a tierra (NGR)

2.2.3.1. Dimensión: Parámetros eléctricos

Resistencia:

Es la magnitud que obstruye el flujo de corriente (I) en los circuitos eléctricos. Los parámetros de resistencia se miden en ohmios, y su simbología es la letra griega omega (Ω). Se denomina "ohmios" en honor a Georg Simon Ohm, un físico alemán que estudió la relación entre el voltaje (V), la corriente (I) y la resistencia (R).

Generalmente, los parámetros de resistencia se utilizan para determinar las clases, características o tipos de circuitos y sus componentes.

Cuanto mayor sea la resistencia, menor será el flujo de corriente. Si la resistencia es extremadamente alta, una posible causa podría ser que los cables estén dañados por corrosión o fuego. Todos los cables eléctricos generan algo de calor, y si hay sobret temperatura, esto representa un problema importante, ya que se asocia con la resistencia.

Cuando la resistencia es menor, el flujo de corriente será mayor. Esto puede ocurrir cuando los aisladores están en mal estado debido al sobrecalentamiento o la humedad.

Muchos equipos o componentes, como los elementos de calefacción y resistencias, tienen un valor de resistencia determinado. Estos valores se indican generalmente en las placas de características de los activos, componentes y en las hojas de datos que se entregan como referencia.

Cuando se especifica un margen, la resistencia debe encontrarse dentro del rango especificado. Cualquier cambio significativo en un valor de resistencia fijo generalmente indica un problema.

La «resistencia» puede parecer tener una connotación negativa, pero en electricidad se utiliza de manera productiva.

Ejemplos:

La corriente debe enfrentarse a la resistencia para fluir a través de las bobinas pequeñas de una hervidora, lo que genera el calor necesario para hervir el agua. Los focos antiguos imponen la corriente para que pase a través de los filamentos delgados, generando luz.

Para medir la resistencia, no se puede hacer mientras el equipo esté en funcionamiento. Por ello, los técnicos que solucionan problemas de circuitos toman los parámetros de corriente (I) y voltaje (U) para luego aplicar la ley de Ohm.

$$E = I \times R$$

*Figura 13. Ley de Ohm
Fuente: Fluke*

Es decir:

Tensión (U) = Amperios (A) x ohmios (ohm)

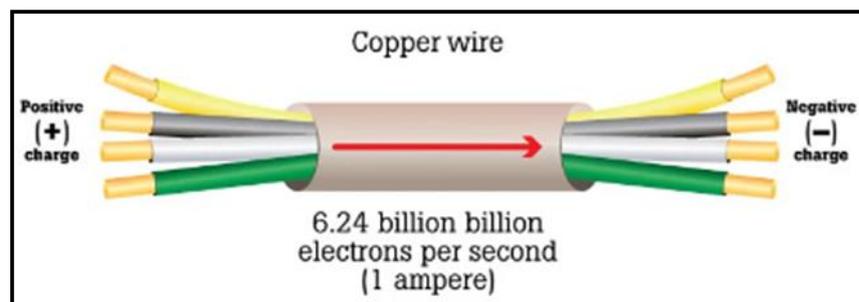
En la fórmula, la resistencia está representada de la R. Entonces como se quiere hallar la resistencia, la fórmula aplicada sería $R = E/I$ (ohmios (Ohm) = voltios (V) dividido entre amperios (A)).

Corriente

La corriente se refiere a la rapidez con la que un flujo de electrones atraviesa un punto dentro de un circuito eléctrico. En términos más simples, corriente es igual a flujo.

Un amperio (A), también conocido como ampere, es la unidad internacional de medida para la corriente. Indica la cantidad de electrones (a veces llamados «carga eléctrica») que circulan por un punto de un circuito durante un período de tiempo específico.

Una corriente de 1 amperio implica que 1 culombio de electrones, lo que equivale a 6.24 trillones de electrones (6.24×10^{18}), atraviesa un punto del circuito en un segundo. Este cálculo es similar al de medir el flujo de agua: la cantidad de galones que atraviesan un punto de un tubo en un minuto (galones por minuto, GPM).



*Figura 14. Corriente
Fuente: Fluke*

2.2.3.2. Dimensión: Relé protección

Relé:

El relé del monitor I-Gard Sigma es una combinación de resistencia neutro a tierra (NGR) y un relé de falla a tierra. En los sistemas eléctricos de distribución que emplean una alta resistencia a tierra, el relé Sigma protege contra fallas a tierra y valores anormales de resistencia del NGR. Este relé está diseñado específicamente para trabajar con diversas tensiones de red y para limitar la corriente máxima del NGR, acorde a la corriente de paso del relé.

El relé Sigma funciona con sensores de corriente de secuencia cero, como T2A, T3A, TxA, o cualquier sensor de corriente Rx-ya, junto con una resistencia NGRS-XX de detección, y un NGR dimensionado para limitar la corriente de falla a tierra según las especificaciones de la instalación. La corriente medida por el sensor de secuencia cero será la suma vectorial de las corrientes de fuga o de carga normalmente presentes en el sistema, junto con cualquier corriente de falla a tierra.

Las medidas del monitor de relé Sigma incluyen la corriente a través del NGR, el transformador de voltaje neutro a tierra y la resistencia NGR. El relé compara los valores medidos con los ajustes del campo y proporciona salidas de relé e indicaciones mediante LED cuando se detecta una condición anormal. La corriente NGR actual se mide usando el sensor de corriente. El valor de disparo del circuito de falla a tierra es seleccionable mediante interruptores DIP, como un porcentaje del ajuste de la corriente NGR pasante: 5 %, 10 %, 15 %, 20 %, 25 %, 30 %, 40 % y 50 %. El tiempo de disparo es ajustable mediante interruptores DIP, con un rango de 60 milisegundos a 3.15 segundos.

El transformador de tensión neutro a tierra se mide a través de la resistencia de detección NGRS-XX, conectada entre la conexión NGR del transformador neutro y el terminal de entrada NGRS del relé. La resistencia de detección NGRS-XX es utilizada por el relé Sigma como parte de un comparador para supervisar la resistencia NGR. Esta resistencia incluye un supresor de tensión que limita su salida a un nivel seguro. Cuando la corriente medida por el ZSCS supera el 1 % del ajuste de la corriente NGR pasante, se detectará un error de NGR si la corriente y la tensión indican que la resistencia NGR ha aumentado más del 150 % o ha disminuido por debajo del 70 % de su valor nominal. Si la corriente ZSCS está por debajo del 1 % del ajuste de la corriente NGR pasante, el relé Sigma solo monitorea la continuidad del NGR, es decir, si el NGR está abierto o presenta alguna resistencia.

El relé Sigma tiene tres relés de salida:

El relé de disparo puede ser programado para la operación de derivación (no a prueba de fallos) o para la operación de mínima tensión (*failsafe*) en un circuito principal de disparo del interruptor. Este relé se energizará al detectar una falla de NGR o una falla a tierra.

El relé de disparo auxiliar de falla NGR puede utilizarse para proporcionar una puerta/panel de montaje o una indicación remota de un error en el NGR.

El relé de disparo auxiliar de falla a tierra puede utilizarse para proporcionar una puerta/panel de montaje o una indicación remota de una falla a tierra.

El relé Sigma también proporciona una salida de corriente para la conexión a un amperímetro de escala completa de 1mA (ya sea analógico o digital). La señal de salida es proporcional a la corriente medida y se expresa como un porcentaje de la corriente NGR pasante.

2.2.4. Resistencia neutro a tierra (NGR)

2.2.4.1. Dimensión: Parámetros eléctricos

Tensión o voltaje

El voltaje es la fuerza de energía en un circuito eléctrico que desplaza los electrones cargados (corriente) a través de un conductor, lo que permite el funcionamiento del circuito.

En conclusión, la tensión es equivalente a la presión (fuerza) y su unidad de medida es el voltio (V). El término «voltaje» se utiliza en honor al físico italiano Alessandro Volta, inventor de la pila voltaica.

En los primeros estudios de electricidad, el voltaje era conocido como «fuerza electromotriz» (fem). Por esta razón, en las fórmulas de la ley de Ohm, el voltaje se representa con la letra «E».

Voltaje corriente alterna (es representada por \tilde{V}):

- Son ondas de tipo senoidales onduladas de modo uniforme, como se muestra en la figura 15.

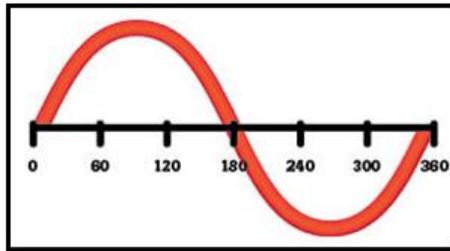


Figura 15. Ondas senoidales
Fuente: American Technical Publishers

- El sentido de la corriente se invierte a intervalos regulares.
- Generalmente, es producido por empresas que ofrecen servicios mediante generadores, donde la energía mecánica (provocada por movimiento, vapor, agua, calor o viento) se convierte en energía eléctrica.
- El uso de voltaje en corriente continua (CC) no es común. Las empresas de servicios públicos abastecen de voltaje a los negocios y hogares, donde la mayoría de los dispositivos o equipos funcionan con voltaje en corriente alterna (CA).
- El nivel de tensión varía considerablemente dependiendo del país. Por ejemplo, en Perú es de 220 VAC, mientras que en Estados Unidos es de 120 VAC.
- Los dispositivos domésticos actuales, como radios, laptops y televisores, utilizan fuentes de tensión en corriente continua. Para ello, emplean rectificadores que convierten la corriente alterna en corriente continua, lo que asegura la alimentación adecuada de los equipos eléctricos.

El voltaje de CC corriente continua (es representado por \bar{V} y \bar{mV}):

- Se desplaza en línea recta y va en un solo sentido.
- Habitualmente es suministrada por las pilas que tienen almacenando la fuente de energía.
- El voltaje de corriente continua tiene polaridad negativa y positiva. Los terminales en cada extremo sí determinan la polaridad en un circuito eléctrico, esto ayuda a identificar si el circuito es de corriente alterna o corriente continua.
- Habitualmente, se hace uso en todos los equipos portátiles que hacen el uso de pilas (cámaras, linternas, etc.)

Potencia aparente

Es la potencia total que consumen los equipos eléctricos. Esta potencia aparente se mide en «kVA» y está representada por la letra «S». No se trata de la potencia útil real, excepto cuando el factor de potencia ($\text{Cos } \varphi$) es 1 ($\text{F.P} = 1$). En este caso, la red de alimentación no solo debe proporcionar la energía consumida por los dispositivos resistivos, sino también garantizar la que almacenan los componentes inductivos, como las bobinas y condensadores.

En términos más precisos, la potencia aparente (S) es la suma de la potencia activa (P, medida en kW), que los equipos disipan como trabajo y calor, y la potencia reactiva (Q, medida en kVAR), que se utiliza para formar los campos eléctricos y magnéticos en los dispositivos. La ecuación estricta sería:

$$\text{kVA} = \sqrt{(\text{kW}^2 + \text{kVAR}^2)}$$

*Figura 16. Potencia aparente
Fuente. Electric aplicada*

Todos los dispositivos que indican la potencia «S» en kVA incluyen equipos como motores, transformadores, entre otros, así como equipos electrónicos como computadoras, televisores, bombas, aires acondicionados y neveras.

Si estos dispositivos no tuvieran corregido el factor de potencia ($\text{Cos } \varphi$), de acuerdo con su diseño, presentarían un bajo factor de potencia ($\text{F. P.} = 0.9$ o inferior). Debido a esto, para funcionar correctamente, además de la potencia activa (kW), requieren una potencia adicional, que es la potencia reactiva (kVAR). La combinación de estas dos potencias da como resultado la potencia aparente (kVA).



*Figura 17. Potencia aparente
Fuente. Electric aplicada*

Habitualmente, los dispositivos que presentan la potencia activa en kW son los dispositivos con resistencia llamados resistivos, como calefacción, estufas eléctricas, bombillo incandescente, hervidoras, etc. Estos dispositivos eléctricos mencionados tienen un buen factor Cos ϕ llegando a 1, esto se debe a que la gran parte de la potencia activa kW que disponen la transforman en diferente tipo de energía, eso no quiere decir que son dispositivos que vayan a consumir poca energía o que sean dispositivos ahorradores.



*Figura 18. Potencia aparente
Fuente. Electric Aplicada*

En un sistema 100 % eficiente, se tendría que la potencia activa (kW) es igual a la potencia aparente (kVA). Sin embargo, cabe recalcar que los circuitos eléctricos no son 100 % eficientes. Por lo tanto, la potencia aparente (kVA) no se podrá utilizar en su totalidad para realizar trabajo útil. En este contexto, siempre se considera la potencia activa (kW) como la que realiza el trabajo útil, mientras que la potencia reactiva (kVAR) solo sirve para generar los campos eléctricos en equipos como motores, entre otros.

Algunos equipos eléctricos, como motores y transformadores, tienen en sus placas de características indicadas tanto la potencia activa como la potencia aparente, lo que permite calcular el factor de potencia.

$$FP = kW / kVA$$

*Figura 19. Factor de Potencia
Fuente. Electric Aplicada*

2.2.4.2. Dimensión: Tipo de conexión

Grupo de conexión

De acuerdo con la norma IEC 60076, todo transformador eléctrico debe estar rotulado y contar con una placa de identificación, lo que permite visualizar de manera rápida toda la información relevante del equipo.

Al adquirir un transformador eléctrico para una subestación (ya sea interior o exterior), es necesario especificar las características que se requieren para su fabricación. Las más importantes y prioritarias para un transformador trifásico (3F) son: tensión primaria, potencia (kVA), tensión secundaria (Us), altura de operación, nivel de aislamiento tanto primario como secundario, tipo de conexión o grupo de conexión. Además, el diagrama de conexión debe estar incluido en la placa de características.

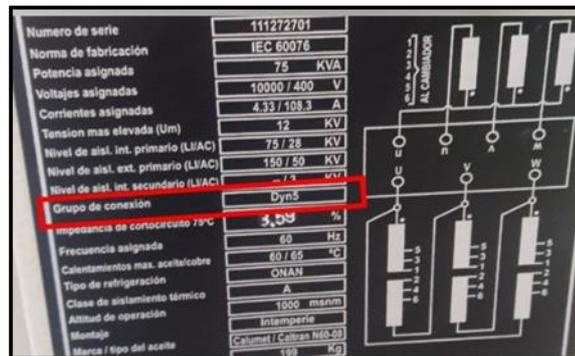


Figura 20. Placa con las características del transformador
Fuente. Compañía minera Chungar

Es conveniente que los especialistas comprendan la gran importancia del grupo de conexión en el transformador, ya que este dato es crucial para desarrollar el diseño y, a su vez, para garantizar el desempeño adecuado del transformador. Además, es la información principal para determinar el número de bornes en los sectores primario y secundario.

En los transformadores trifásicos (3F), es necesario conectar los tres bobinados primarios y secundarios, lo que resulta en las siguientes configuraciones de conexión:

Conexión Y (estrella): En este tipo de conexión, los extremos de los tres devanados con la misma polaridad se unen en un punto común. Existen dos tipos de conexión: U', V', W' y U, V, W.

Conexión D (delta o triángulo): En esta configuración, los extremos polares opuestos de cada devanado se conectan de manera sucesiva hasta completar el circuito.

Conexión zigzag: Este tipo de conexión se utiliza para el lado secundario (tensión más baja). Consiste en subdividir los devanados secundarios en dos partes equivalentes; la primera se conecta en Y y luego cada extremo se conecta en serie con las bobinas invertidas de las fases siguientes, siguiendo un orden cíclico determinado.

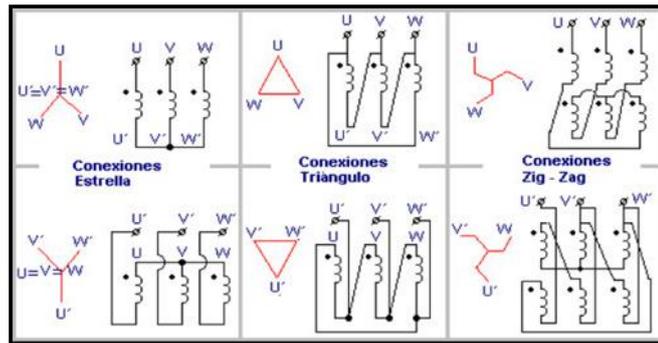


Figura 21. Tipos de conexión de devanados en el transformador
Fuente. Promelsa

Al momento de realizar el conexionado de las espiras del bobinado del transformador, es necesario especificar correctamente el grupo de conexión, que se grabará en la placa de características del equipo.

La descripción correcta del grupo de conexión utiliza una combinación de números y letras. El tipo de conexionado Delta (o triángulo) se representa con la letra «D», mientras que la conexión estrella se representa con la letra «Y». Para el lado de Alta Tensión (AT), las letras deben ser en mayúsculas, y para el lado de Media Tensión (MT) o Baja Tensión (BT), se deben usar letras minúsculas. Además, se añadirá un número que representa el índice horario de desfases en múltiplos de 30°. Por ejemplo, el número 1 corresponde a 30°, 2 a 60°, 3 a 90°, 4 a 120°, y así sucesivamente.

En Perú, los grupos de conexión más utilizados son: YNyn6, Dyn5, Dd6, YNd5, entre otros. En un circuito general del sistema eléctrico, es crucial seleccionar el grupo de conexión adecuado para obtener beneficios como el equilibrio de las cargas secundarias. Por ejemplo, se puede usar el punto neutro accesible de la conexión estrella (Y) para obtener una tensión monofásica, lo que ayuda a reducir la asimetría en las cargas.

La norma IEC 60076-1, en su capítulo 6, establece lo siguiente: La conexión en Y, D delta o zigzag se refiere a la agrupación de bobinados de fase de un transformador trifásico (3f) o a los bobinados de la misma tensión de transformadores monofásicos (1f) que constituyen un banco trifásico. Para el lado de AT, las codificaciones deben usar las letras mayúsculas «Y», «D» o «Z»; para el lado de MT y BT, se deben usar letras minúsculas «y», «d» o «z». Si el punto neutro de una conexión en estrella o zigzag está accesible, la codificación será YN (yn) o ZN (zn), respectivamente.

En el caso de un transformador trifásico 3f con bobinados independientes (que no están conectados entre sí internamente, pero que tienen ambos extremos accesibles), se indicarán con III (AT) o iii (MT/BT). Para un par de bobinados autoconectados, el símbolo del bobinado de menor tensión se indicará como «auto» o «a» (por ejemplo, «YNauto» o «YNa», o «YNa0», «ZNa11»).

Configuración de los grupos de conexionado:

A continuación, se presenta una tabla que describe los diferentes grupos de conexión.

Tabla 1. Configuraciones de los tipos de grupos de conexión en los devanados de los transformadores

ÍNDICE DE DESFASE	SÍMBOLO DE ACOPLAMIENTO	DIPOLIFASORIAL		ESQUEMA DE CONEXIONES	RELACION DE TRANSFORMACION
		ALTA TENSION	BAJA TENSION		
0 (0°)	Dd0				$\frac{N_1}{N_2}$
	Yy0				$\frac{N_1}{N_2}$
	Dz0				$\frac{2}{3} \frac{N_1}{N_2}$
5 (150°)	Dy5				$\frac{1}{\sqrt{3}} \frac{N_1}{N_2}$
	Yd5				$\sqrt{3} \frac{N_1}{N_2}$
	Yz5				$\frac{2}{\sqrt{3}} \frac{N_1}{N_2}$

6 (180°)	Dd6			$\frac{N_1}{N_2}$
	Yy6			$\frac{N_1}{N_2}$
	Dz6			$\frac{2}{3} \frac{N_1}{N_2}$
11 (330°) (-30°)	Dy11			$\frac{1}{\sqrt{3}} \frac{N_1}{N_2}$
	Yd11			$\sqrt{3} \frac{N_1}{N_2}$
	Yz11			$\frac{2}{\sqrt{3}} \frac{N_1}{N_2}$

Fuente. IEC 60076-1 – Grupos de conexión

2.2.5. Definición de términos

Neutro: El neutro se obtiene de las bobinas secundarias del transformador en conexión estrella. Es decir, cuando la conexión es en estrella, el neutro proviene del punto común de todos los bobinados del transformador.

Corriente de malla: Es el procedimiento utilizado en el estudio de sistemas de mallas. Su objetivo es asignar de manera aleatoria la corriente (I) de una malla a una malla fundamental. Una malla esencial es un vínculo que no incluye a otro vínculo dentro del sistema.

Monofásico: Esquema de distribución y uso de energía eléctrica producido por una corriente alterna o fase. Esta configuración genera una tensión que varía de manera similar a la corriente.

Trifásico: Diagrama de distribución, generación y uso de energía eléctrica producido por tres corrientes alternas monofásicas, de la misma frecuencia y amplitud (y por lo tanto, de igual valor eficaz). Estas corrientes tienen un desfase de 120° y siguen un orden específico.

Punto de alimentación: Es la ubicación de los puntos de conexión de Media Tensión (MT) y Baja Tensión (BT) en las subestaciones eléctricas. En situaciones excepcionales, también puede encontrarse en los centros de distribución de energía.

Sistema eléctrico: Se refiere a un conjunto de maquinaria y dispositivos necesarios para distribuir la energía eléctrica desde las plantas generadoras, como las hidroeléctricas, hasta los usuarios finales.

Subestación: Conjunto de instalaciones eléctricas donde se encuentran los equipos de distribución, tales como transformadores, tableros, celdas, seccionadores y dispositivos de protección.

Tensión: Es la variación del potencial efectivo entre dos conductores, ya sea entre las tres fases o entre un conductor conectado a tierra. Los valores de tensión se expresan en voltios (V).

Puesto a tierra: Se refiere a la conexión directa de un equipo o sistema a tierra, ya sea a través de un conductor que actúa como tierra o mediante un cuerpo conductor conectado a tierra.

Falla a tierra: Es el contacto entre un conductor con tensión eléctrica (vivo) y una parte metálica de un equipo o de cualquier objeto que no está diseñado para conducir corriente en condiciones normales.

NGR: Resistencia entre el neutro y tierra (*Neutral to Ground Resistance*).

Relé Sigma: Dispositivo electrónico que se utiliza para detectar fallas a tierra y monitorear la continuidad de la resistencia en sistemas eléctricos.

2.3. Propuesta de solución

2.3.1. Identificación de necesidad o problema e identificación de requerimientos

2.3.1.1. Identificación de la necesidad o problema

En la compañía minera Chungar, los transformadores de distribución respecto a las conexiones a tierra (régimen neutro) se encuentran con el neutro flotante. En 2019, se tuvo un accidente fatal por contacto con energía eléctrica, cuando una bomba sumergible presentó una falla a tierra, y el personal hizo contacto directo, recibiendo una descarga eléctrica que resultó en su fallecimiento instantáneo. Desde esa fecha, se viene implementando protecciones en

general para garantizar la seguridad en todas las operaciones. Es por lo que surge la necesidad de encontrar las mejores opciones para la localización y detección de fallas a tierra, así como también para limitar las corrientes de falla que puedan presentarse en el sistema de distribución eléctrica. Por ello, se busca una solución en el transformador, ya que este es la fuente principal del suministro para el sistema.

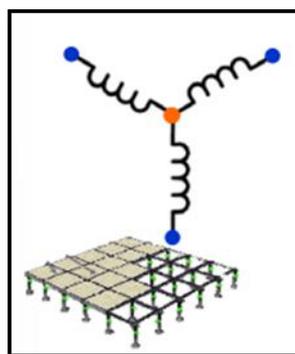
2.3.2. Propuesta de solución del problema

Para garantizar la confiabilidad del sistema eléctrico y evitar pérdidas humanas y materiales, se propone la instalación de resistencias de neutro régimen a malla tierra en los transformadores, en lugar de la puesta a tierra sólida o flotante. Esto permitirá limitar la corriente de falla, controlar y mapear la corriente a tierra y el voltaje de tierra, lo cual facilitará la localización de la falla en el sistema eléctrico.

2.3.2.1. Propuesta de neutro de transformador flotante o no aterrizado, verificando ante la falla monofásica

En caso de que se presente una falla de línea (fase) a tierra, las otras dos fases experimentarán una tensión 1.73 veces mayor que la normal antes de que ocurra la falla.

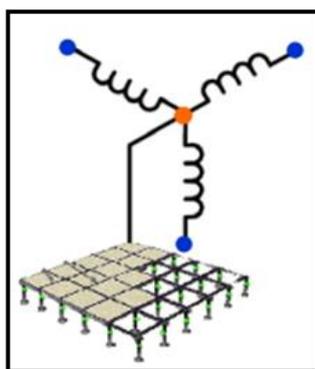
La capacitancia distribuida a lo largo del sistema puede ocasionar sobrevoltajes transitorios, que serán varias veces superiores a la tensión fase a tierra. Estos sobrevoltajes pueden generar defectos en otros puntos del sistema, ya que el aislamiento podría sufrir un desgaste y no ser adecuado para soportar tales condiciones. Si se presentara un defecto secundario en una fase diferente, la situación se complicaría aún más, ya que se generarían corrientes extremadamente altas entre las fases, lo que podría resultar en daños severos.



*Figura 22. Neutro Flotante
Fuente. Oem Electric*

2.3.2.2. Propuesta de neutro de transformador sólidamente aterrizada, verificando ante la falla monofásica

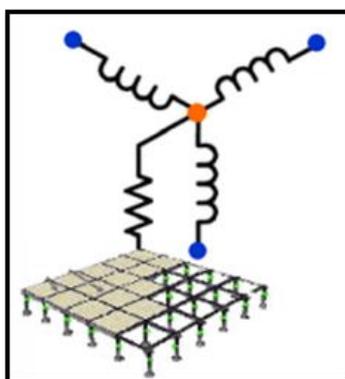
Si la reactancia en el transformador es muy alta, el problema de sobrevoltaje transitorio no será resuelto adecuadamente. En caso de una falla, las corrientes extremadamente elevadas no serán limitadas, lo que puede resultar en daños destructivos. Si se presentara una segunda falla en una fase diferente, la situación se complicaría aún más, ya que se generarían corrientes muy altas entre las fases, lo que podría resultar en eventos altamente destructivos. Además, las fallas de arco eléctrico sostenido pueden liberar una gran cantidad de energía y calor, lo que podría ocasionar daños significativos y una alta probabilidad de accidentes.



*Figura 23. Neutro aterrizada
Fuente. Oem Electric*

2.3.2.3. Propuesta del neutro de transformador aterrizada por una resistencia, verificando ante la falla monofásica

Cuando se presenta una falla a tierra, se activará una alarma sonora y visible para alertar al personal técnico, quien deberá intervenir de manera inmediata para resolver el problema. Las corrientes de falla (I) que se generen serán limitadas a 5 amperios, lo que ayuda a controlar la corriente y el voltaje a tierra. Esto también elimina los sobrevoltajes subtransitorios, facilitando la localización de la falla y mejorando la seguridad del sistema eléctrico.



*Figura 24. Neutro aterrizada por resistencia
Fuente. Oem Electric*

2.3.3. Prueba de solución

2.3.3.1. Diseño eléctrico

Diseño de la resistencia neutro a tierra

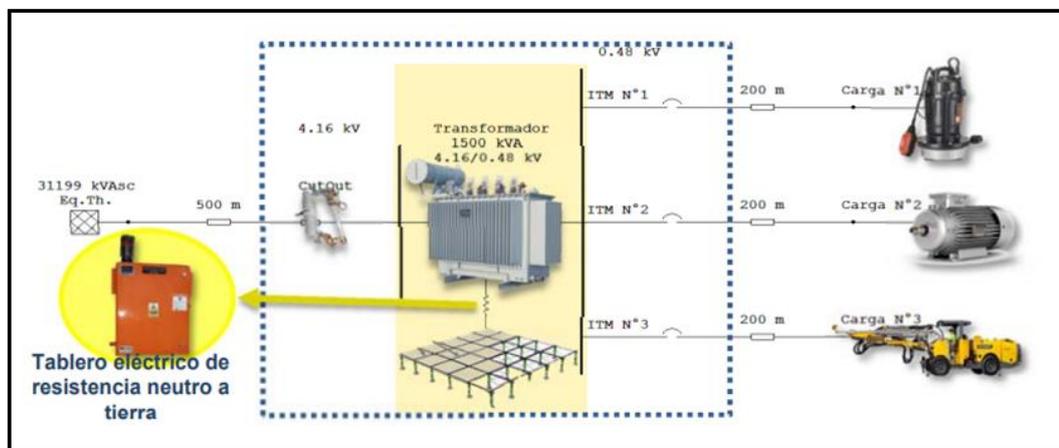


Figura 25. Diseño de resistencia neutro a tierra
Fuente. Oem Electric

Se consideran tres criterios para el cálculo y diseño de la resistencia a la tierra, estos son:

- Duración de falla (t) (segundos)
- Voltaje o tensión de L-L de la red (U) (voltios)
- Corriente que fluye mediante la resistencia cuando hay una falla (I) (amperios)

Teniendo en consideración estos tres criterios, se puede concluir el valor de la resistencia necesaria, con la siguiente fórmula.

$$R = \frac{U}{I_f \sqrt{3}}$$

Figura 26. Resistencia
Fuente. Electric aplicada

Así mismo, la masa de la resistencia se obtiene calculando el calentamiento adiabático durante la falla, utilizando la siguiente ecuación simplificada.

$$\Delta\Theta = \int \frac{RI^2 dt}{mC}$$

Figura 27. Calentamiento adiabático
Fuente. Electric Aplicada

2.3.3.2. Simulación

Para poder comprobar el comportamiento de cada una de las instalaciones con respecto al neutro del transformador se realiza mediante el *software* ATPDraw y ETAP, que permite visualizar el comportamiento de la corriente y voltaje en cada caso simulado.

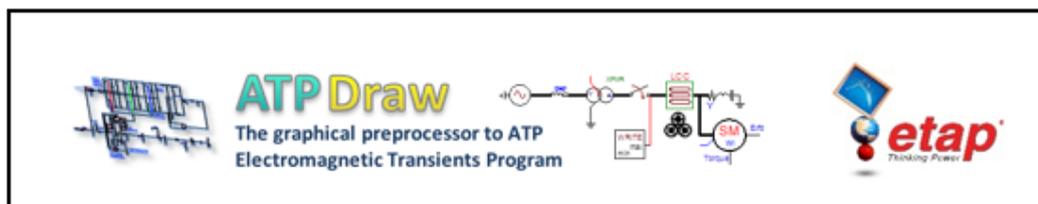


Figura 28. Software diseño eléctrico
Fuente. Etap / Atp Draw

A. Simulación de neutro transformador flotante o no aterrizado

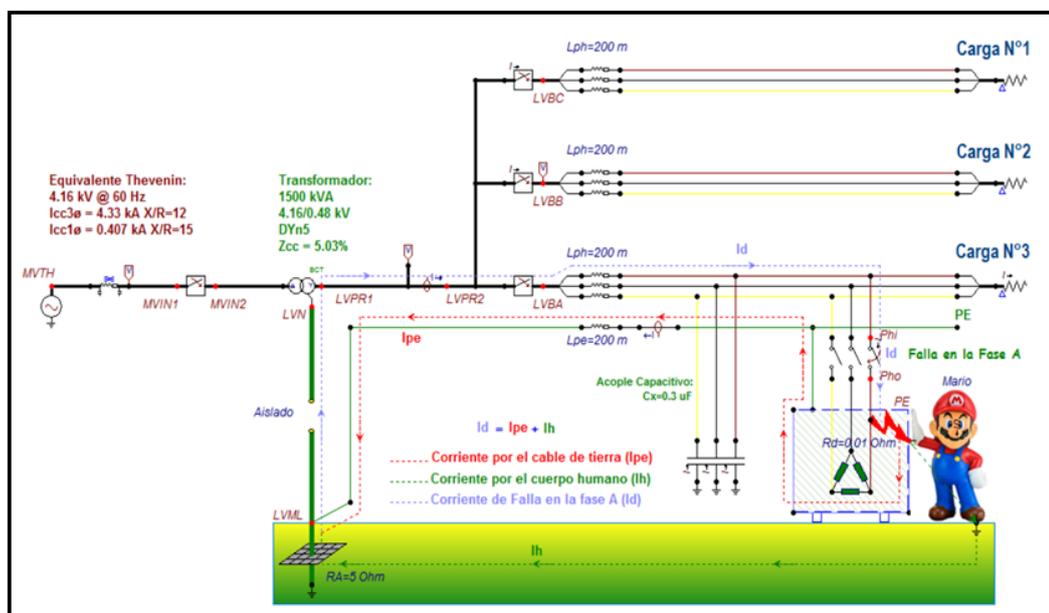


Figura 29. Simulación neutro transformador flotante
Fuente. Atp Draw

La capacitancia que es distribuida por el sistema conseguirá generar las sobretensiones transitorias repetidamente y son mayores a la tensión fase a tierra. Lo cual logrará ocasionar los defectos en los demás puntos debido a que el aislamiento se puede deteriorar en general y no serán los adecuados. Si se presentara el segundo defecto y es en otra fase, sería complicado ya que se tendrían muy altas corrientes entre fases-fases y, como resultado, pérdidas graves.

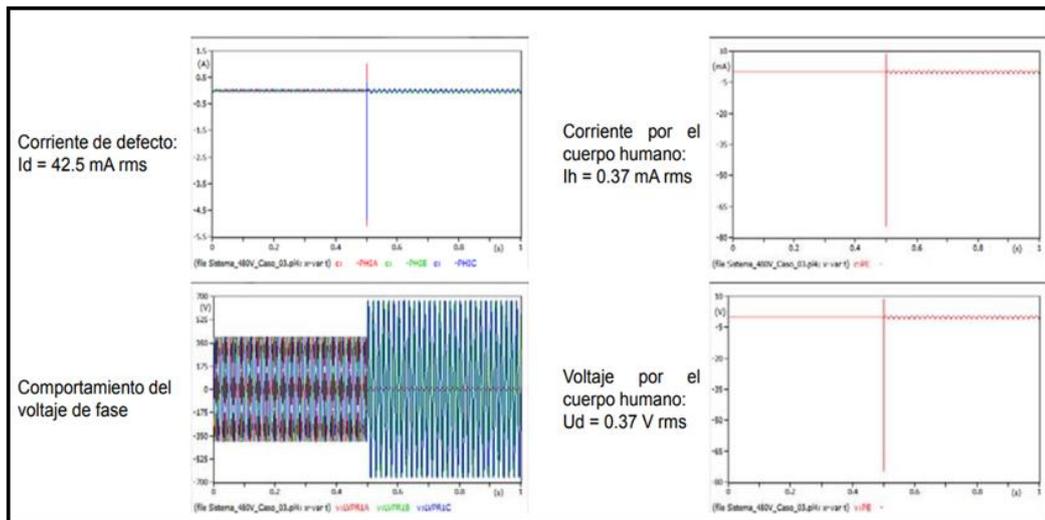


Figura 30. Valores de simulación neutro transformador flotante
Fuente. Atp Draw

B. Simulación de neutro transformador sólidamente aterrizado

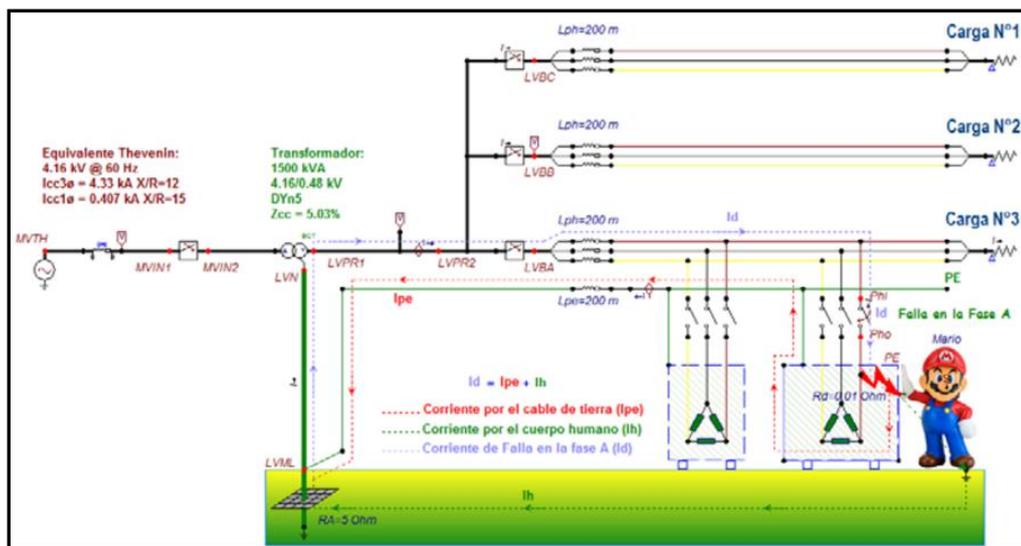


Figura 31. Simulación neutro transformador sólidamente aterrizado
Fuente. Atp Draw

Si la reactancia en el transformador es muy alta, el problema de los sobrevoltajes transitorios no podrá ser resuelto de manera efectiva. En caso de que se presenten corrientes de falla muy elevadas, estas no serán limitadas, lo que puede generar efectos destructivos en el sistema. Además, si se presenta una segunda falla en una fase diferente, la situación se complicaría aún más, ya que se generarían corrientes extremadamente altas entre las fases, lo que podría resultar en eventos destructivos graves. Asimismo, las fallas de arco eléctrico sostenido podrían liberar una gran cantidad de energía y calor, lo que causaría daños significativos en los equipos y pondría en riesgo la seguridad del personal, generando numerosos accidentes.

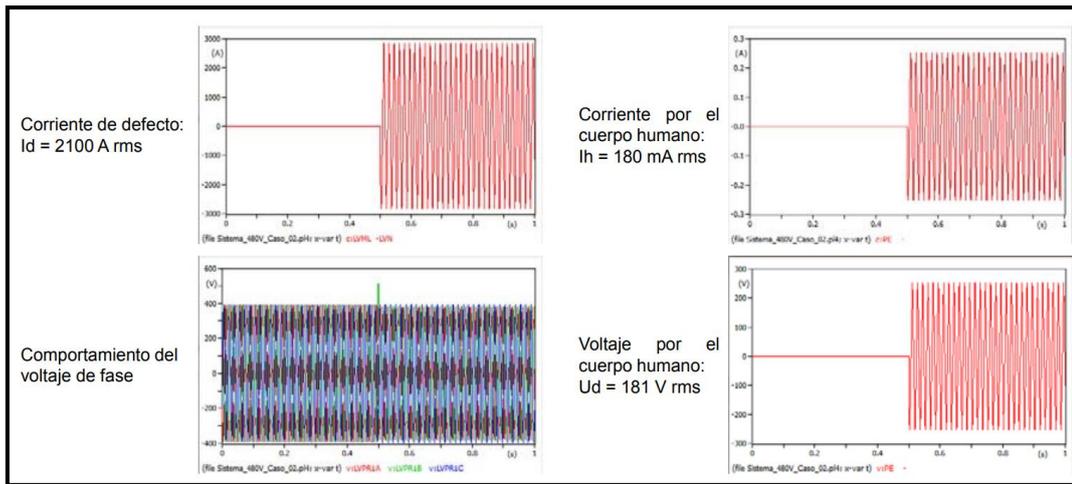


Figura 32. Datos obtenidos de simulación neutro transformador aterrizado sólidamente
Fuente. Atp Draw

C. Simulación de neutro transformador aterrizado por resistencia

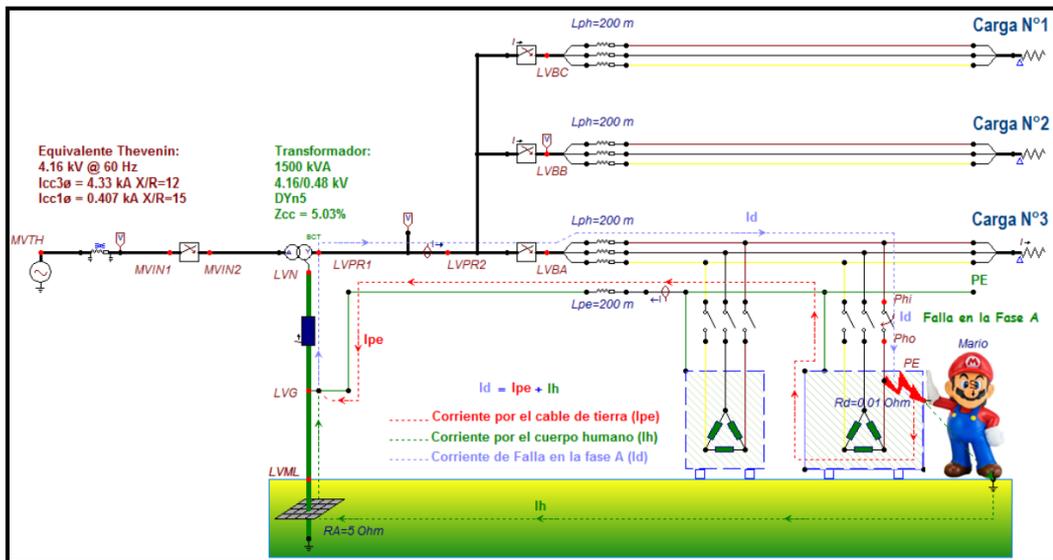


Figura 33. Simulación neutro transformador aterrizado mediante resistencia
Fuente. Atp Draw

En caso de que ocurra una falla a tierra, se activará una alarma sonora y visible para alertar al personal técnico, permitiéndole intervenir de manera inmediata. Las corrientes de falla que se presenten serán limitadas a 5 amperios, lo que contribuye a reducir los riesgos asociados. Además, es posible regular tanto la corriente como la tensión de tierra, eliminar las sobretensiones subtransitorias y simplificar la localización del fallo, lo que mejora la seguridad y la eficiencia en la operación del sistema eléctrico.

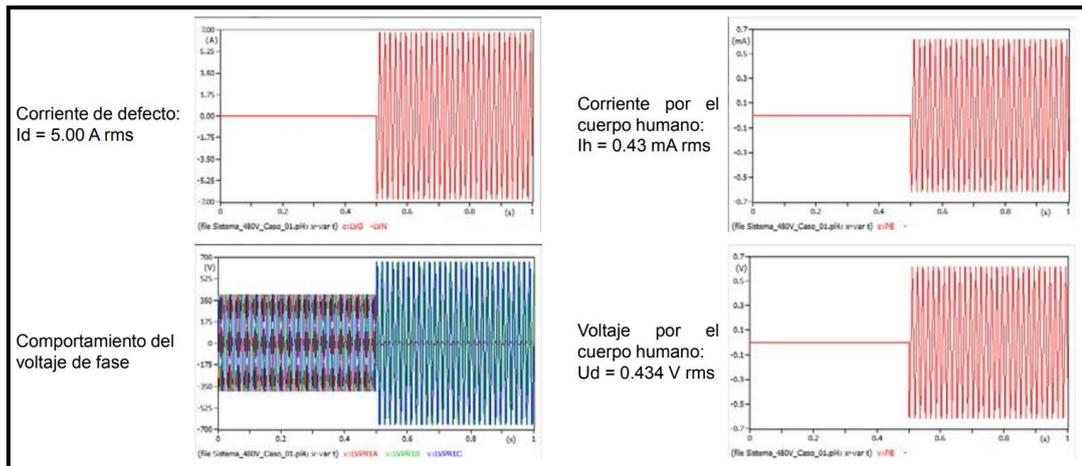


Figura 34. Datos obtenidos de simulación neutro transformador aterrizado por resistencia
Fuente. Atp Draw

Es posible restringir la corriente de falla, supervisando la (A) corriente en relación con la tierra y la tensión de la tierra. Desaparece las sobretensiones llamadas subtransitorias. Deja que el sistema de protección con el estudio de coordinaciones de los dispositivos en el sistema sea más eficiente y sobre todo facilita de forma más rápida la localización de falla respecto a tierra en el esquema de distribución eléctrico.

Tabla 2. Resumen de tipos de conexión del neutro del transformador

IMPACTO EN PRODUCCIÓN		SISTEMA NO ATERRIZADO O FLOTANTE	SISTEMA SOLIDAMENTE ATERRIZADO	SISTEMA ATERRIZADO POR UNA RESISTENCIA
Daños al Equipo	Sobrevoltaje	Severos	Limitados	Limitados
	Daños por sobrecorriente en punto de falla	Impredecible	Severo	Ninguno
	Costo de mantenimiento	Altos	Altos	Bajo
Producción Detenida	Operación continua con fallas a tierra	Posible, pero no recomendada	No es posible	Posible
	Coordinación de relés (Disparo apropiados, fácil localización de fallas)	Difícil	Difícil	Excelente
Personal	Nivel de seguridad	Bueno	Bajo	Excelente

Fuente. Oem Electric

2.3.4. Elección de la mejor solución

Especificaciones técnicas de la solución

Para la solución elegida del problema presentado en la unidad minera Chungar, respecto a las fallas a tierra, se necesitarán los siguientes equipos especificados a continuación.

- Resistencia neutro a tierra 277 V (L-N) – 5 Amperios – Funcionamiento Continuo de 55.4 Ohmios.

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS:

Resistencia de neutro a tierra 277 V (L-N) – 5 Amp. continuos 55.4 Ohms. (NGR)

- Tipo de producto: Resistencia para puesta a tierra de neutro
- Tipo de elemento: I-Gard Wirewound Resistor
- Mat. de elemento: Acero inoxidable grado eléctrico con bajo coeficiente de temperatura
- Coeficiente de Temperatura: 0.0002 Ohms/C
- Voltaje: 277 Volts L/N en la resistencia
- Corriente: 5 Amperes
- Resistencia: 55.4 Ohms +/- 10%
- Operación: Continuo
- Elevación de temperatura: 375 °C máximo en elementos resistivos
- Dimensiones Estimada: 69.8 cm x 52.1 cm x 27.6 cm
- Peso Estimado: 40 kg



Figura 35. NGR
Fuente. Oem Electric

Distribución de equipos del tablero de resistencia neutro a tierra.

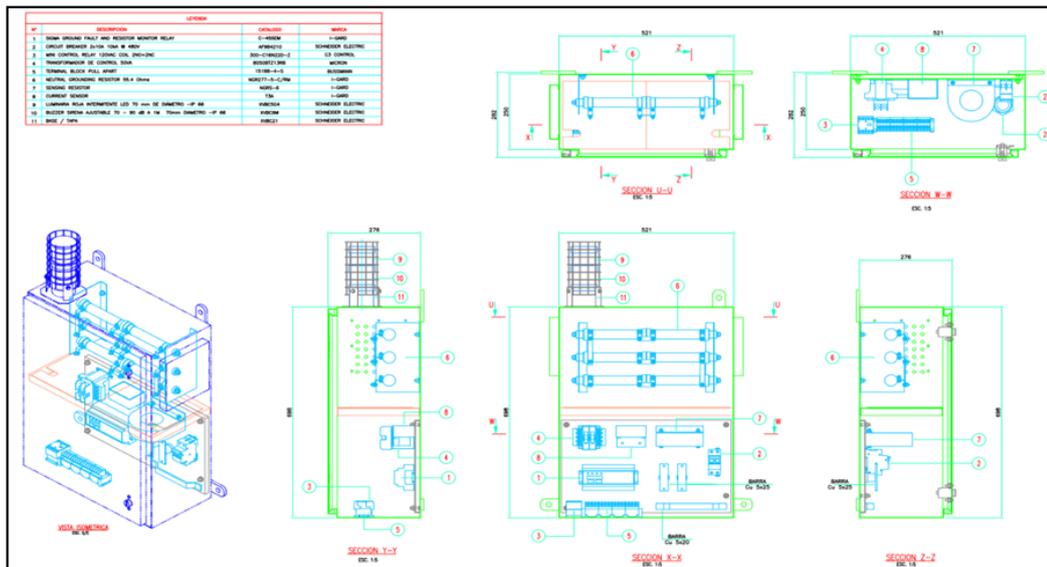


Figura 36. Diseño de tablero de resistencia neutro a tierra
Fuente. Oem Electric

Diagrama del tablero eléctrico de la resistencia neutro a tierra.

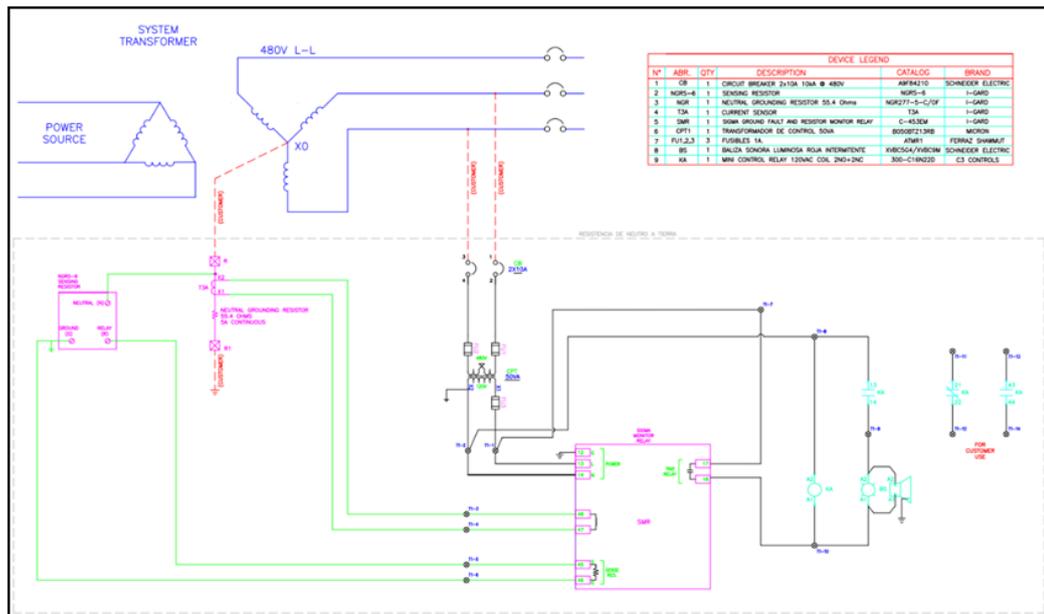


Figura 37. Diagrama de tablero resistencia neutro a tierra
Fuente. Oem Electric

- Relé (marca Igard) Sigma monitor neutro a tierra 277 V (L-N) – 5 Amperios – Funcionamiento continuo de 55.4 Ohmios.
 - El relé cuenta con indicadores LED que cumplen la función de protección y monitoreo de fallas. Incluye 3 LED y 2 botones: uno para reseteo y otro para prueba.
 - El LED de falla a tierra (GND FLT) permanece apagado en condiciones normales. Si se presenta una falla a tierra, se enciende de color rojo y emite una señalización visual.
 - El LED de falla por monitoreo o continuidad de la resistencia limitadora (NGR FLT) también permanece apagado en condiciones normales. Este LED se enciende cuando la resistencia está abierta o fundida.
 - Para resetear el sistema después de una falla, se debe presionar el botón de reseteo.
 - Para realizar las pruebas de verificación, se debe presionar el botón de reseteo durante 3 segundos.



Figura 38. Relé Sigma
Fuente. Igard

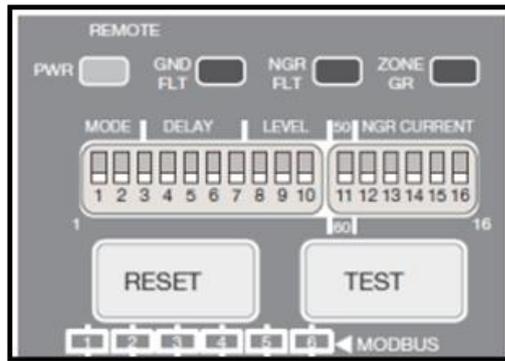


Figura 39. Relé Sigma
Fuente. Igard

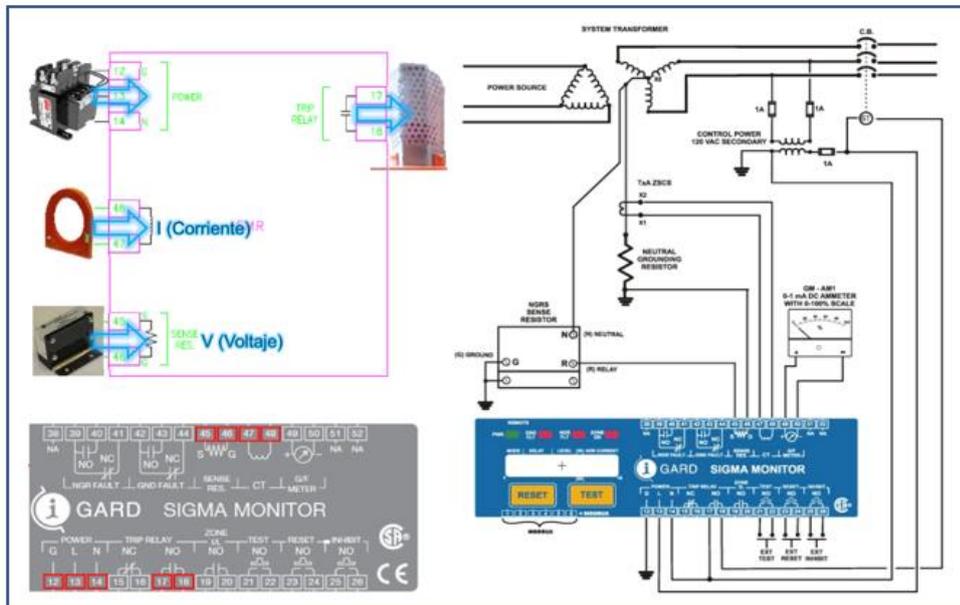


Figura 40. Funcionamiento del relé Sigma
Fuente. Oem Electric / Igard

Ajuste de relé Igard Sigma:

(DIP Switch #1): El funcionamiento habitual del sistema de disparo o trip en términos generales.

Operación bajo voltaje (modo *failsafe*): Desenergizado, la condición de los contactos de *output* o salida del relé se mantendrán como se muestra en el relé. Cuando se energiza el relé Igard los estados de los contactos de la salida cambiarán, si es NC estará en NO.

Operación *Shunt trip* (modo normal): Desenergizado o energizado, en ambas opciones el estado de los contactos de *output* o salida del relé se mantienen.

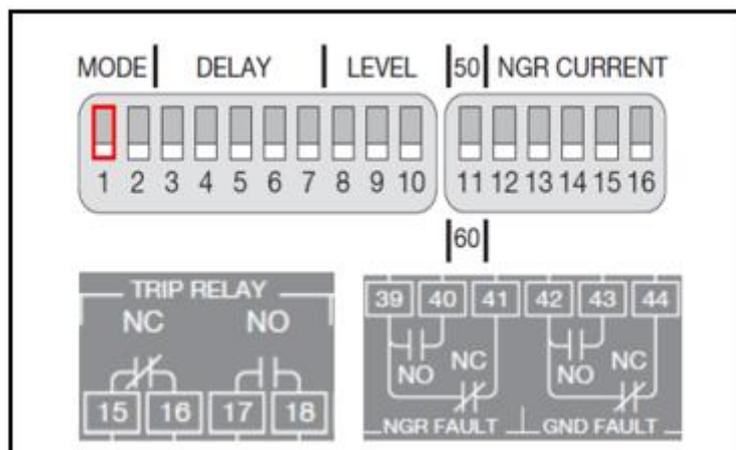


Figura 41. Ajuste de relé DipSwitch #1
Fuente. Igard

Modo de operación (**DIP Switch #2**):

Memoria *trip on*: Guarda el estado del disparo del relé y sus disparos auxiliares, restaurando los estados de los disparos iniciales en las que se encontraban antes de energizar el relé.

Memoria *trip off*: Los estados de sus disparos retornan a su estado ideal al energizar el relé.

Nota: Si la opción *on* del *Trip Memory* es seleccionado y presenta un registro de disparo guardado; al energizar el relé, esta manda el disparo aproximadamente después de 1.0 s de su energización.

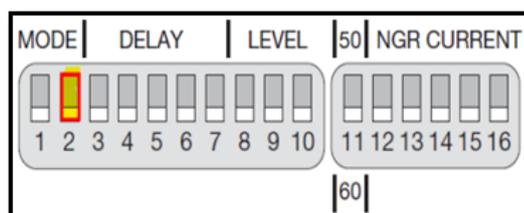


Figura 42. Ajuste de relé DipSwitch #2
Fuente. Igard

Tiempo de falla a tierra (**DIP Switch #3 al #7**): El ajuste del tiempo de falla a tierra dentro del rango de 60 milisegundos hasta 3,15 s.

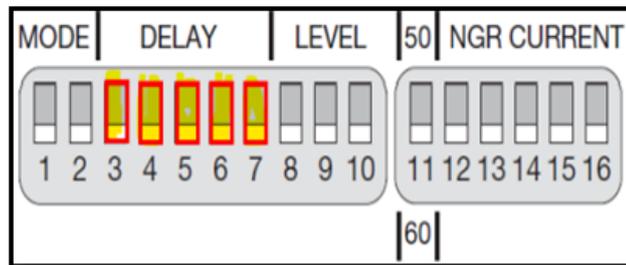


Figura 43. Ajuste de relé DipSwitch #3 al #7
Fuente. Igard

Tabla 3. Ajuste de tiempo de falla

G/F TRIP TIME DELAY (in milliseconds)	DIP SWITCH SETTINGS				
	3	4	5	6	7
60	D	D	D	D	D
150	D	D	D	D	U
250	D	D	D	U	D
350	D	D	D	U	U
450	D	D	U	D	D
550	D	D	U	D	U
650	D	D	U	U	D
750	D	D	U	U	U
850	D	U	D	D	D
950	D	U	D	D	U
1050	D	U	D	U	D
1150	D	U	D	U	U
1250	D	U	U	D	D
1350	D	U	U	D	U
1450	D	U	U	U	D
1550	D	U	U	U	U
1650	U	D	D	D	D
1750	U	D	D	D	U
1850	U	D	D	U	D
1950	U	D	D	U	U
2050	U	D	U	D	D
2150	U	D	U	D	U
2250	U	D	U	U	D
2350	U	D	U	U	U
2450	U	U	D	D	D
2550	U	U	D	D	U
2650	U	U	D	U	D
2750	U	U	D	U	U
2850	U	U	U	D	D
2950	U	U	U	D	U
3050	U	U	U	U	D
3150	U	U	U	U	U

Fuente. Igard

Nivel de corriente de falla a tierra (**DIP Switch #8 al #10**): El ajuste del umbral de falla a tierra para un porcentaje desde 5 % hasta 50 % de la corriente limitada por la resistencia.

Tabla 4. Ajuste de tiempo de falla

G/F TRIP LEVEL (% of NGR Let-Through Current)	DIP SWITCH SETTINGS		
	8	9	10
5 %	D	D	D
10 %	D	D	U
15 %	D	U	D
20 %	D	U	U
25 %	U	D	D
30 %	U	D	U
40 %	U	U	D
50 %	U	U	U

Fuente: Igard

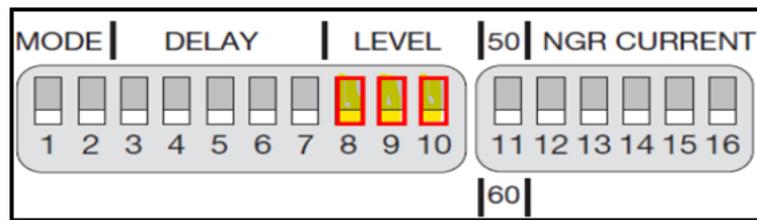


Figura 44. Ajuste de relé DipSwitch #8 al #10

Fuente. Igard

Frecuencia (**DIP Switch #11**): El ajuste del sistema de frecuencia de 50 Hz o 60 Hz.

DIP SWITCH #11 (RIGHT HAND ARRAY) U = UP, D = DOWN	
SYSTEM FREQUENCY 60/50 Hz	DIP SWITCH SETTING
SYSTEM FREQUENCY 50 Hz	UP
SYSTEM FREQUENCY 60 Hz	DOWN

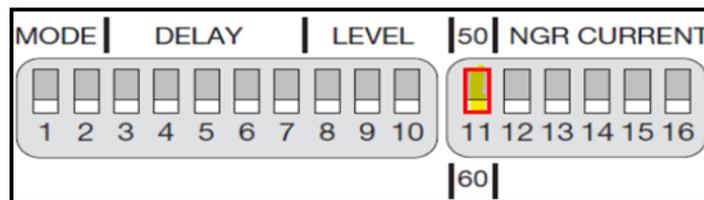


Figura 45. Ajuste de relé DipSwitch #11

Fuente. Igard

Configuración para limitar la corriente por NGR (**DIP Switch #12 al #16**): La configuración para limitar la corriente por la resistencia, está programado desde 1 A hasta 2500 A.

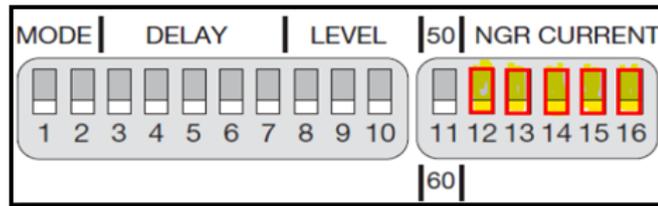


Figura 46. Ajuste de relé DipSwitch #12 al #16
Fuente. Igard

Tabla 5. Ajuste de tiempo de falla

TABLE 9.6 NGR LET-THROUGH CURRENT SETTINGS							NGR LET-THROUGH CURRENT (Amperes)	DIPSWITCH SETTINGS					USE ZSCS
DIP SWITCHES #12 - #13 - #14 - #15 - #16 (RIGHT HAND ARRAY) U = UP, D = DOWN								12	13	14	15	16	
NGR Let-Through Current (Amperes)	12	13	14	15	16	USE ZSCS							
1	D	D	D	D	U	TxA or Rx-yA w/ 10 Turns Through Primary	95	U	D	D	U	D	TxA or Rx-yA
2	D	D	D	U	U	TxA or Rx-yA w/ 10 Turns Through Primary	100	U	D	D	U	U	TxA or Rx-yA
3	D	D	U	D	U	TxA or Rx-yA w/ 10 Turns Through Primary	125	U	D	U	D	D	TxA or Rx-yA
4	D	D	U	U	U	TxA or Rx-yA w/ 10 Turns Through Primary	150	U	D	U	D	U	TxA or Rx-yA
5	D	D	D	D	D	TxA or Rx-yA	175	U	D	U	U	D	TxA or Rx-yA
10	D	D	D	D	U	TxA or Rx-yA	200	U	D	U	U	U	TxA or Rx-yA
15	D	D	D	U	D	TxA or Rx-yA	225	U	U	D	D	D	TxA or Rx-yA
20	D	D	D	U	U	TxA or Rx-yA	250	U	U	D	D	U	TxA or Rx-yA
25	D	D	U	D	D	TxA or Rx-yA	275	U	U	D	U	D	TxA or Rx-yA
30	D	D	U	D	U	TxA or Rx-yA	300	U	U	D	U	U	TxA or Rx-yA
35	D	D	U	U	D	TxA or Rx-yA	325	U	U	U	D	D	TxA or Rx-yA
40	D	D	U	U	U	TxA or Rx-yA	350	U	U	U	D	U	TxA or Rx-yA
45	D	U	D	D	D	TxA or Rx-yA	375	U	U	U	U	D	TxA or Rx-yA
50	D	U	D	D	U	TxA or Rx-yA	400	U	U	U	U	U	TxA or Rx-yA
55	D	U	D	U	D	TxA or Rx-yA	500	D	U	D	D	U	10,000:1
60	D	U	D	U	U	TxA or Rx-yA	600	D	U	D	U	U	10,000:1
65	D	U	U	D	D	TxA or Rx-yA	800	D	U	U	U	U	10,000:1
70	D	U	U	D	U	TxA or Rx-yA	1000	U	D	D	U	U	10,000:1
75	D	U	U	U	D	TxA or Rx-yA	1250	U	D	U	D	D	10,000:1
80	D	U	U	U	U	TxA or Rx-yA	1500	U	D	U	D	U	10,000:1
90	U	D	D	D	U	TxA or Rx-yA	2000	U	D	U	U	U	10,000:1
							2250	U	U	D	D	D	10,000:1
							2500	U	U	D	D	U	10,000:1

Fuente. Igard

Tabla 6. Resumen de ajustes de DipSwitch relé Sigma

RELAY SIGMA																	
	AJUSTES PROPUESTOS																
	VALOR	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
MODE	Normal	D	D														
DELAY	250 ms			D	D	D	U	D									
LEVEL	10% - 0.5 A								D	D	U						
FREQUENCY	60 Hz											D					
NGR CURRENT	5.00 A												D	D	D	D	D

Fuente. Igard

- Comunicación de relé sigma monitor – Scada
Al instalar el sistema, se puede acceder a los 32 registros y, lo más importante, identificar el circuito que presenta falla a tierra, lo que puede ser mapeado en el Scada. Esto se

logra ya que el relé, junto con la resistencia, tiene comunicación Modbus, permitiendo que, con un conversor, se jale la información a la red y se obtenga la lectura en tiempo real de cada relé en las subestaciones dentro de la mina.

Tabla 7. Estados para comunicación de relé Sigma

	CTavg	Nresv	NGR1	NgR2	PCT1	PCT2
40040:	0000H	0000H	0000H	0000H	0000H	0000H
40040:	CTavg	0 a 0FFH	medición interna de la corriente GF medida por el TC			
40041:	Resv		Reservada (siempre 0000h)			
40042:	NGR1	0 a 0FFH	medición interna de la resistencia NGR + NGRS			
40043:	NgR2	0 a 0FFH	medición interna de la resistencia NGR + NGRS			
40044:	PCT1	0 a 064H	La medición de la let-a través de la corriente expresada como un porcentaje, 0-100 decimal, entre el conjunto corriente de corte			
40045:	PCT2	0 a 1FFH	La medición de la let-a través de la corriente expresada como un porcentaje, escalado a 0-1fffh del conjunto corriente de paso			

Fuente. Igard

Tabla 8. Registro de estados de relé Sigma

Register 40030	
El estado del relé de salida del relé Sigma se asigna bits registro 40030. El relé principal de disparo se asigna al bit 0 que es 1 cuando se activa el relé de lo contrario este bit es 0. El relé de fallo GND se asigna al bit 1, que es 1 cuando el relé se acciona de otra manera este bit es 0. el relé de fallo NGR se asigna a bit 2, que es 1 cuando se acciona el relé de otro modo este bit es 0. 40030: 0000H o xxxx-xxxx-xxxx-0bbbB X - no se preocupan	
b - bits asigna el estado del relé:	0 = todos los relés off 3 = principales y GND relés de fallo en 5 = principales y de NgR relés de fallo en 6 = fallo principal gnd y NgR quejar relés EN
Register 40031	
El estado de cada uno de los tres LEDs rojos del relé Sigma se asigna a dígitos hexadecimales individuales en el registro Modbus 400031, como se muestra a continuación. 40031: 0zng 0000H	
maleficio. dígitos 0: g - avería GND LED de estado: 0 = OFF, 1 = ON, 2 = INTERMITENTE hex. dígito 1: n - NgR LED de estado de fallo: 0 = OFF, 1 = ON, 2 = INTERMITENTE	
maleficio. dígito 2: z - zona LED de estado: maleficio. 3 dígitos: siempre cero	0 = OFF, 1 = ON, 2 = INTERMITENTE

Fuente. Igard

- Ajuste de relé Sigma monitor y simulación en ETAP

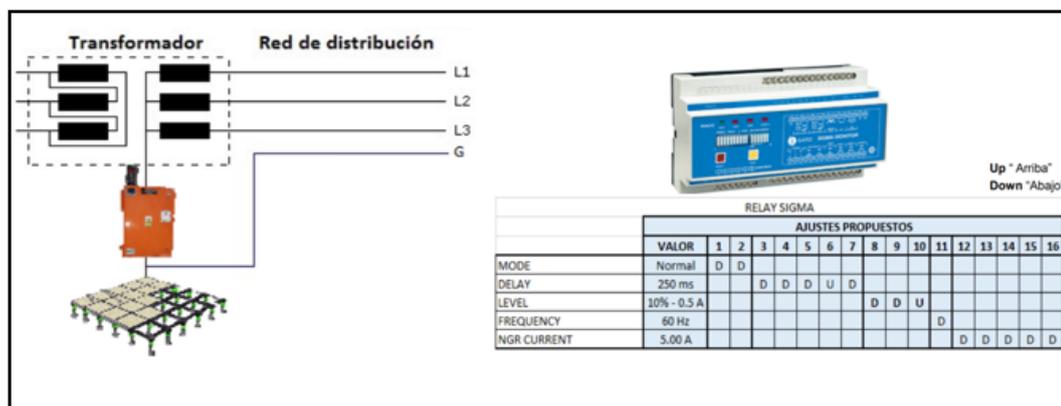


Figura 47. Resistencia NGR – relé Sigma
Fuente. Igard / Oem Electric

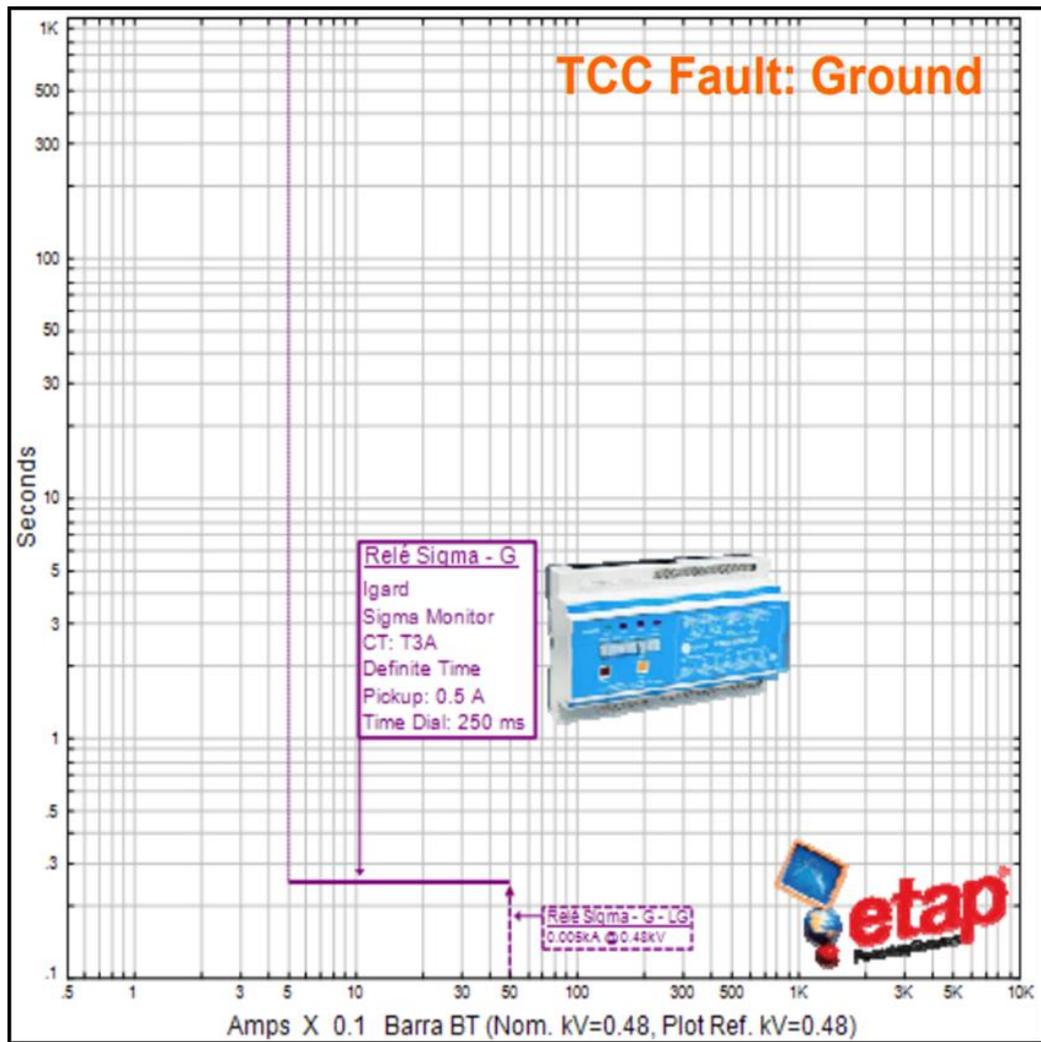
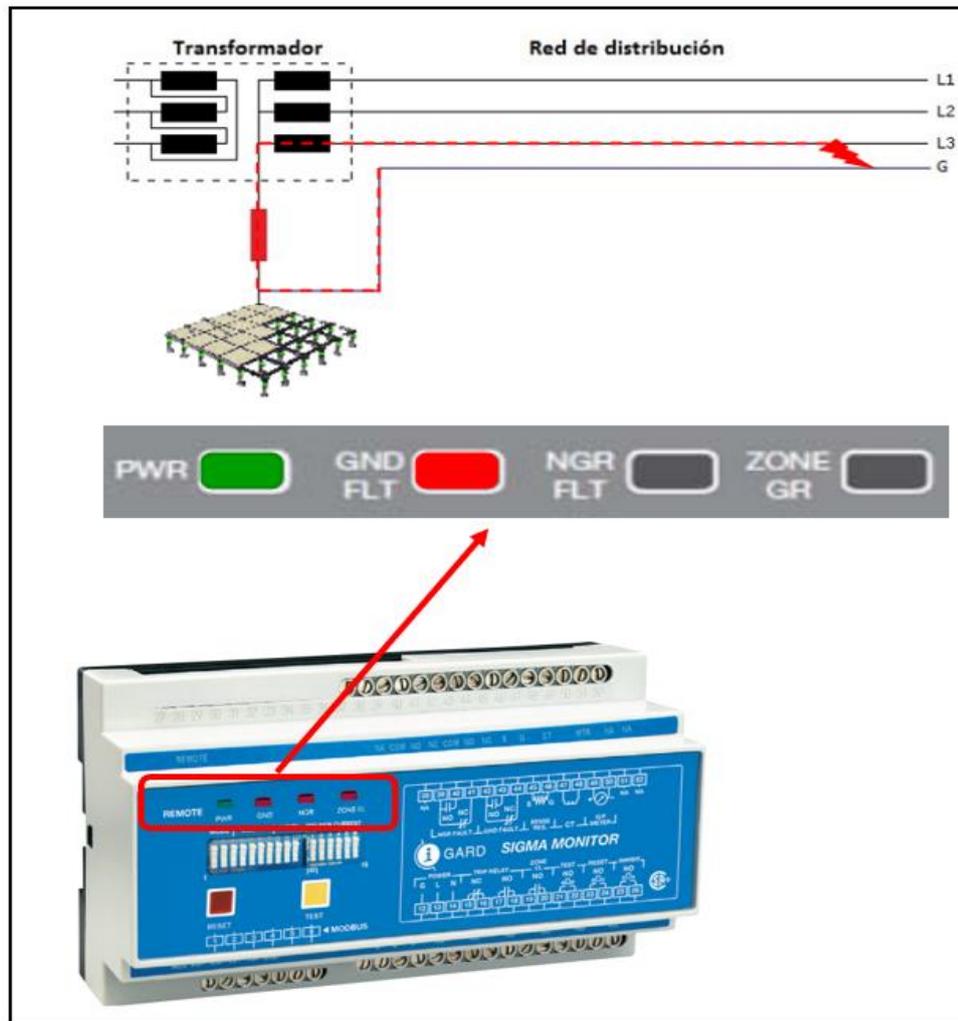


Figura 48. Simulación de relé Sigma en ETAP
Fuente. Etap / Igard

- **Operación final del tablero ante una falla a tierra**

El relé Sigma (Ground Fault) detecta defectos respecto a tierra mediante las mediciones de las corrientes a través del NGR. La corriente (I) es calculada por el dispositivo sensor de corriente toroidal. Si la corriente de falla comparada con la tierra es inferior o superior al ajuste de la corriente limitadora configurada por el NGR (10 %), el relé I-Gard señalará una avería en GND FLT y realizará un disparo según el tiempo ajustado (250 ms).



*Figura 49. Operación del relé Sigma al presentarse una falla a tierra
Fuente. Oem Electric*

- **Operación final del tablero ante una falla por NGR (resistencia limitadora)**

El relé SIGMA es quien vigila o hace seguimiento al NGR (resistencia neutro tierra) empleando y aplicando las siguientes formas y métodos.

Continuidad

Al medir la corriente de la resistencia NGR mediante el toroide, si la corriente es menor al 1 % del valor que se ha seteado o ajustado (el relé solo monitorea la continuidad de la resistencia), y si la resistencia está fundida, abierta o presenta alguna deficiencia, el relé indica un defecto en el NGR en un tiempo de 3.5 a 10 segundos.

Medición

Si el sensor de corriente toroidal de secuencia cero mide una corriente mayor al 1 % del valor seteado o ajustado, se utiliza cuando la combinación de la corriente medida por el toroide y la tensión del neutro respecto a tierra muestra que la resistencia aumenta a un valor

que supera el 150 % o disminuye a un valor menor del 70 % de su valor nominal. En este caso, el relé Sigma señala un defecto en el NGR y lleva a cabo un trip en el tiempo de 3.5 segundos.

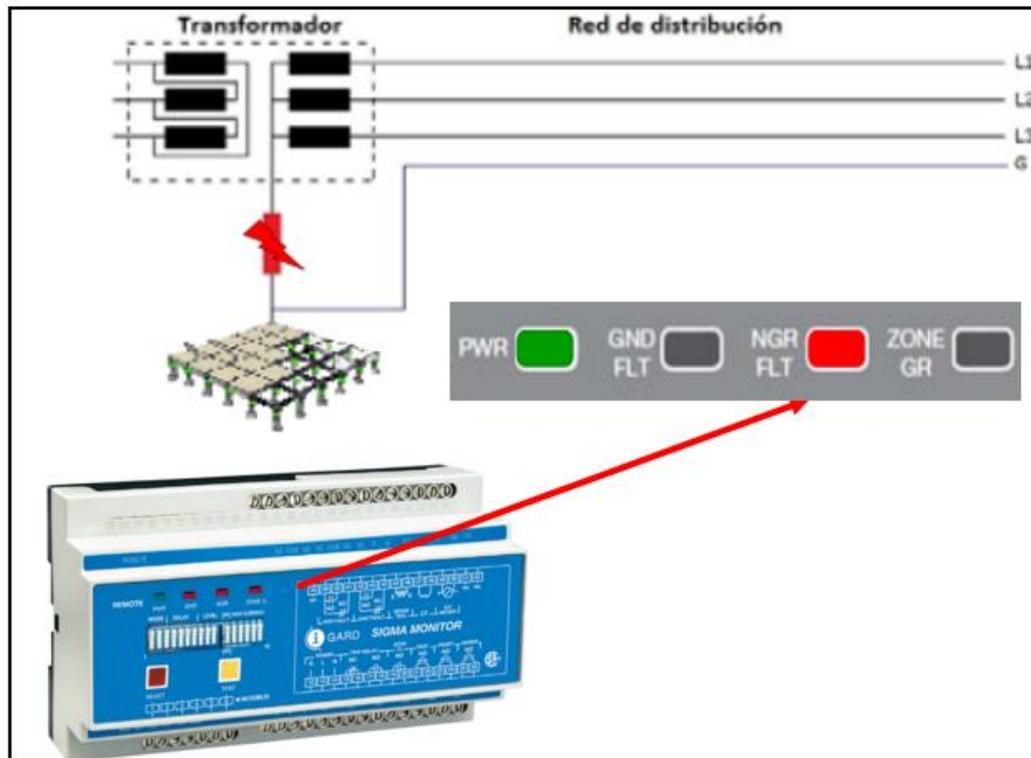


Figura 50. Operación del relé Sigma al presentarse una falla en la resistencia Fuente. Oem Electric

La línea a tierra de la malla de la subestación debe estar corrido hasta la última carga

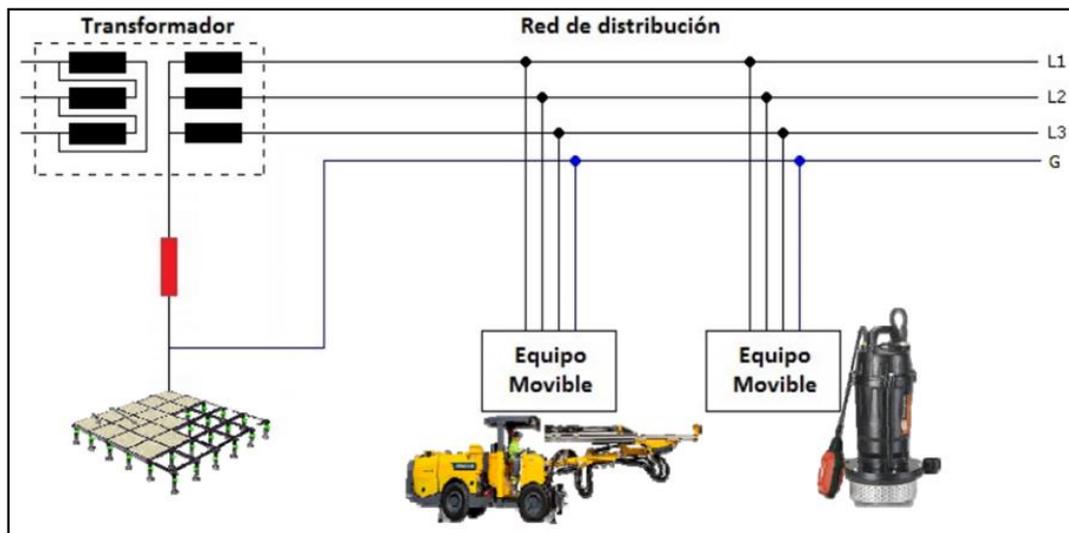
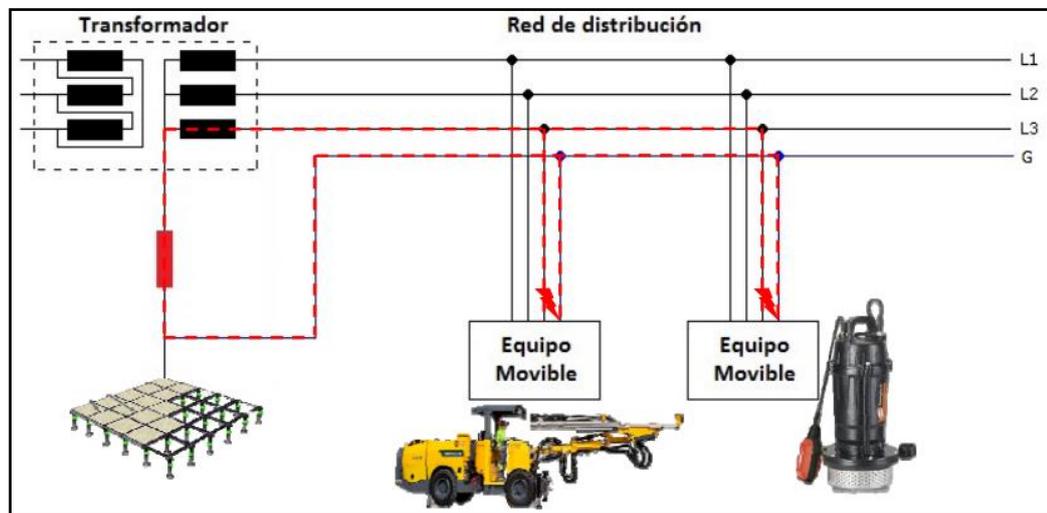


Figura 51. Conexión de línea a tierra hasta la última carga Fuente. Oem Electric

Con ello se garantiza que cualquier falla a tierra en los circuitos o en el sistema eléctrico el NGR limitará la corriente e identificará la falla de forma automática



*Figura 52. Falla a tierra en un sistema eléctrico
Fuente. Oem Electric*

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA

3.1. Método, tipo o alcance de la investigación

3.1.1. Tipos de investigación

La investigación es de tipo básica.

Cabe mencionar que también se le conoce también como investigación pura, teórica y fundamental. Se logra caracterizar porque inicia de un marco teórico y permanece siempre en él; su finalidad radica en formular ciertas nuevas teorías o modificar las que ya existen, incrementar los conocimientos filosóficos y científicos, pero sin compararlos con ningún tipo de aspecto práctico (13).

3.1.2. Nivel de investigación

El nivel de investigación es experimental.

Se logra y complementa por los estudios de tipo exploratorio; que tienen por objetivo, la formulación del problema para ayudar y posibilitar una investigación más precisa y concisa para el desarrollo de hipótesis planteada. Permitiendo al investigador que formule la hipótesis de primero y segundos grados. Para definir hasta este nivel, debe responder a algunos cuestionarios: El investigador debe tener bien claro acerca del nivel de conocimiento científico desarrollado previa o anticipadamente por los trabajos ya realizados e investigados, así como cierta información no escrita que poseen las personas que por su relato puedan ayudar a sintetizar y reunir su experiencia. De especificarse y aclararse los motivos por las que el estudio planteado es exploratorio o formulario (13).

3.1.3. Método de la investigación

El método de la investigación es descriptivo.

Es descriptivo ya que este método sirve para analizar y tener en cuenta cómo es y cómo se manifiesta el fenómeno y los componentes en general. Permiten detallar el fenómeno que se está estudiando básicamente mediante la medición de uno o más de sus atributos. Así mismo identifica las características del universo de investigación, señala formas de conducta y las actitudes del universo investigado, establece comportamientos concretos donde descubre y comprueba la asociación entre variables de investigación. La mayoría de las veces utilizamos el muestreo de la población para la recolección de la información, la cual ingresa a un proceso de tabulación, señalización y análisis en forma estadístico (13).

3.2. Materiales y métodos

3.2.1. Diseño de la investigación

Para el trabajo de la investigación se optó usar el diseño de aplicación o soluciones, Este diseño sirve para verificar la conversión de un modelo al objeto. Se requieren 2 equipos, 1 experimental OE y 1 control OC. El objeto que es experimental es construido y diseñado, mientras que el objeto de control es uno existente al cual se necesita superar en productividad o eficiencia. Ambos objetos se evalúan y verifican en funcionamiento mediante la variable dependiente (13).

La comparación entre las pruebas indicó si hubo o no mejora de la productividad o eficiencia en el objeto que ha sido diseñado.

OE X O1

OC ___ O2

Donde:

OE: resistencia neutro a tierra como objeto experimental

OC: relé de falla a tierra como objeto de control

X: operación del sistema eléctrico diseñado

O1: observación de las variables dependientes del OE

O2: observación de las variables dependientes del OC

Objeto experimental (OE): Modelo del sistema eléctrico Chungar y modelo de aterramiento del punto neutro con respecto a tierra.

Objeto de control (OC): Redes de distribución y cargas del sistema eléctrico Chungar, al cual se quiere aplicar la resistencia neutra del transformador.

La comparación entre las pruebas indicó si hubo o no optimización de demanda con la influencia de la resistencia neutro respecto a tierra del transformador.

3.2.2. Población y muestra

3.2.2.1. Población

Para la investigación en desarrollo, se seleccionó como población todos los transformadores de distribución de interior de mina, con potencias que van desde 630 kVA hasta 2500 kVA. El único requisito adicional es que el nivel de tensión en el lado secundario sea de 460 voltios y que el grupo de conexión sea Dyn5.

3.2.2.2. Muestra

Como muestra seleccionada para la investigación que se viene desarrollando es con los transformadores de la SE 07 en interior de mina, ya que cumple con el requisito que el lado secundario es de tensión de 460 Voltios, así mismo, como muestra se tienen las cargas que normalmente hay en la operación minera como motores eléctricos, bombas sumergibles, equipos *trackles* y sistema de ventilación y esto ayudó a simular como si fuera el total de la población.

3.2.2.3. Técnicas e instrumentos de recolección de datos

La recolección de datos para el modelamiento del tipo de conexión del neutro del transformador consistió en realizar inspecciones y monitoreos utilizando instrumentos de medición. Se instaló un analizador de redes en cada una de las cargas, siguiendo el ejemplo de la compañía minera Chungar S. A. C. Los datos y mediciones obtenidos fueron registrados en una base de datos para su posterior análisis y toma de decisiones. La información del equipo analizador de redes será monitoreada y almacenada en intervalos de 15 minutos. Todos los parámetros eléctricos configurables en el equipo fueron calibrados según los estándares de medición ITINTEC, IEC e IEEE.

Las técnicas para procesar y analizar los datos se centraron en la toma de mediciones del tipo de conexión en el neutro del transformador. Dado que actualmente se tiene la instalación del neutro flotante, se utilizaron equipos de medición como pinzas amperimétricas y multímetros, además de un analizador de redes para cada carga. Se observó el comportamiento de la red durante una falla a tierra o simulando esta situación. Posteriormente, se realizó un segundo análisis al conectar el neutro del transformador a la malla tierra, considerando el conexionado con neutro sólidamente aterrado, y evaluando el comportamiento en cada carga con la misma simulación de falla a tierra. Toda la información se registró en el equipo analizador de redes.

Para el modelamiento y simulación de los sistemas de conexionado del transformador respecto al punto neutro, se utilizó el *software* especializado ETAP. Este *software* es ideal para

el modelamiento de circuitos eléctricos de potencia y cuenta con herramientas para la iteración de cálculos de flujos de potencia, optimización y localización de capacitores mediante algoritmos genéticos. Este fue el programa utilizado para modelar y simular los sistemas en estudio.

El objetivo de este procesamiento es obtener la topología de la red en las tres configuraciones posibles de conexión del neutro del transformador, determinando cuál es la más eficiente al simular fallas a tierra y analizar el comportamiento de cada tipo de conexión. Con estos resultados, se pudo validar la hipótesis sobre la eficacia del uso de la resistencia de neutro a tierra.

Tabla 9. Características de los métodos de puesta a tierra

	Ungrounded	Solid grounding	Reactance grounding		Ground-fault neutralizer	Resistance grounding	
			Low value reactor	High value reactor		Low resistance	High resistance
Current for phase-to-ground fault in percent of three-phase fault current	Less than 1%	Varies, may be 100% or greater	Usually designed to produce 25% to 100%	5% to 25%	Nearly zero fault current	20% and downward to 100 A to 1000 A	Less than 1% but not less than system charging current, $3I_{CO}$
Transient over-voltages	Very high	Not excessive	Not excessive	Not excessive	Not excessive	Not excessive	Not excessive
Surge arresters	Ungrounded-neutral type	Grounded-neutral type	Grounded-neutral type if current 60% or greater	Ungrounded-neutral type	Ungrounded-neutral type	Ungrounded-neutral type	Ungrounded-neutral type
Remarks	Not recommended due to overvoltages and non-segregation of fault	Generally used on systems (1) 600 V and below and (2) over 15 kV		Not used due to excessive overvoltages	Best suited for application in most medium-voltage industrial and commercial systems that are isolated from their electric utility system by transformers. ^a	Generally used on systems of 2.4 kV to 15 kV particularly where large rotating machines are connected.	Used on systems 600 V and below where service continuity is desired. ^a

Fuente. *Prácticas recomendables para puestas a tierra de instalaciones* (10)

Se realiza las simulaciones de en el *software* ATP DRAW, del tipo de conexionado de la resistencia neutro a tierra, considerando 2 casos, el primer caso teniendo en el circuito la línea a tierra corrida desde la subestación hasta la última carga y el segundo caso teniendo el circuito con la línea a tierra corrida hasta la última carga, pero en esta se va a interrumpir la línea a tierra en el circuito.

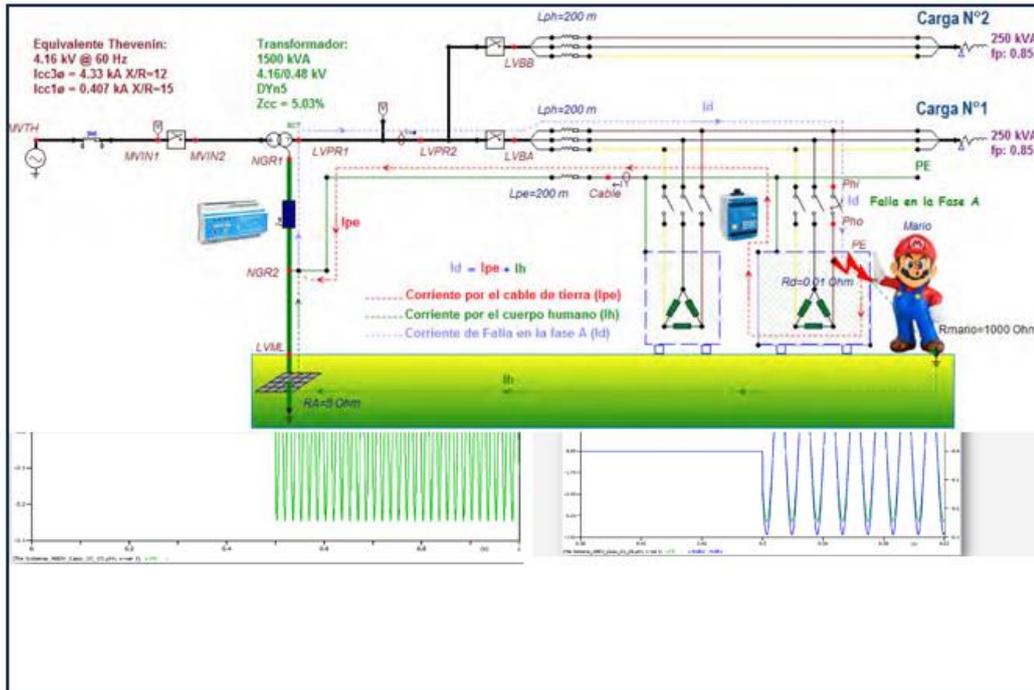


Figura 53. Simulación caso 1 – línea a tierra corrida desde la subestación hasta la última carga
 Fuente. Oem Electric

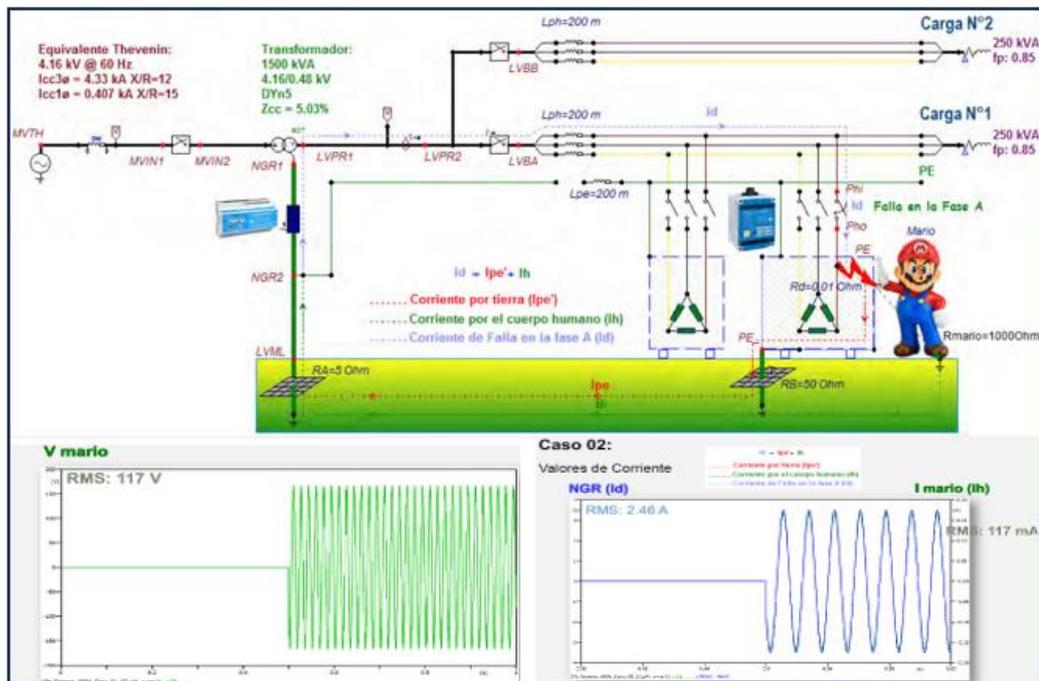


Figura 54. Simulación caso 2 – línea a tierra desde la subestación hasta la última carga interrumpida
 Fuente. Oem Electric

Como se puede apreciar en las simulaciones, al tener la línea a tierra interrumpida en alguna parte del circuito, al presentar una falla a tierra monofásica, los valores de voltaje RMS

y la corriente que pasaría por la persona se elevarían, superando los valores que recomienda la IEC 60479-1 daños que produce el paso de la corriente por el cuerpo humano.

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. Presentación de resultados

4.1.1. Resultado de tratamiento y análisis de toda la información general

Se dan a conocer las distintas fallas en un sistema de distribución eléctrico simétrico y asimétrico.

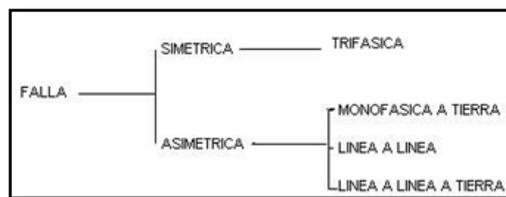


Figura 55. Falla a tierra en un sistema eléctrico
Fuente. *Sistemas de potencia*

Se revisan las estadísticas de falla en el sistema eléctrico.

Tabla 10. Estadística de fallas en un sistema eléctrico

Estadística de fallas en un sistema eléctrico	
Falla monofásica a tierra	80 %
Falla bifásica a tierra	10 %
Falla bifásica	5 %
Falla trifásica	5 %

Fuente. Igard

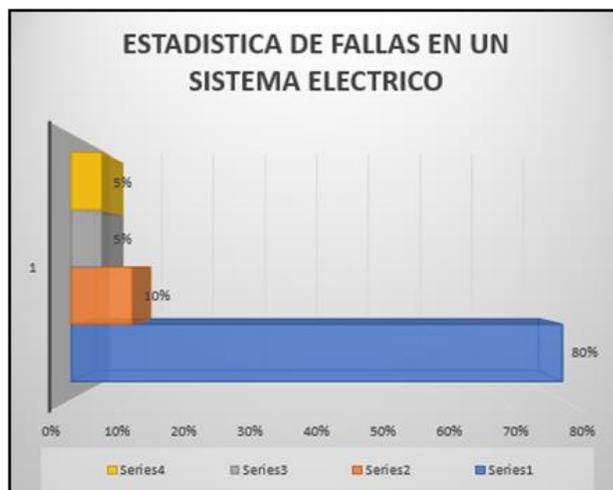


Figura 56. Estadística de fallas del sistema eléctrico
Fuente. CNE

4.1.1.1. Hipótesis general

La resistencia neutra a tierra en los transformadores de distribución es muy confiable en un 95 % en la unidad minera Chungar – Volcan, 2024.

De acuerdo con el último análisis del 2023 y 2024 donde se empezó a implementar las resistencias de neutro a tierra en los transformadores de distribución se tiene la siguiente estadística.



Figura 57. Falla a tierra – usando NGR
Fuente. CMCH

4.1.2. Resultados del tratamiento y análisis de la información específica

4.1.2.1. Hipótesis específica

La situación o estatus de la instalación del transformador al respecto del punto neutro en la unidad minera Chungar – Volcan, 2024 es que el punto neutro del transformador es flotante, esto quiere decir sin ningún tipo de conexión.

Se ha hecho una inspección del estado actual del aterramiento del punto neutro de los transformadores en la unidad minera Chungar, obteniendo la siguiente información.

Tabla 11. Tipos de conexión del neutro de los transformadores

Tipos de conexión neutro de los transformadores		
Descripción	Actual 2023	Proyectado al 2024
Sistema no aterrizado o flotante	80 %	0 %
Sistema sólidamente aterrado	15 %	5 %
Sistema aterrizado por una resistencia	5 %	95 %

Fuente. CMCH

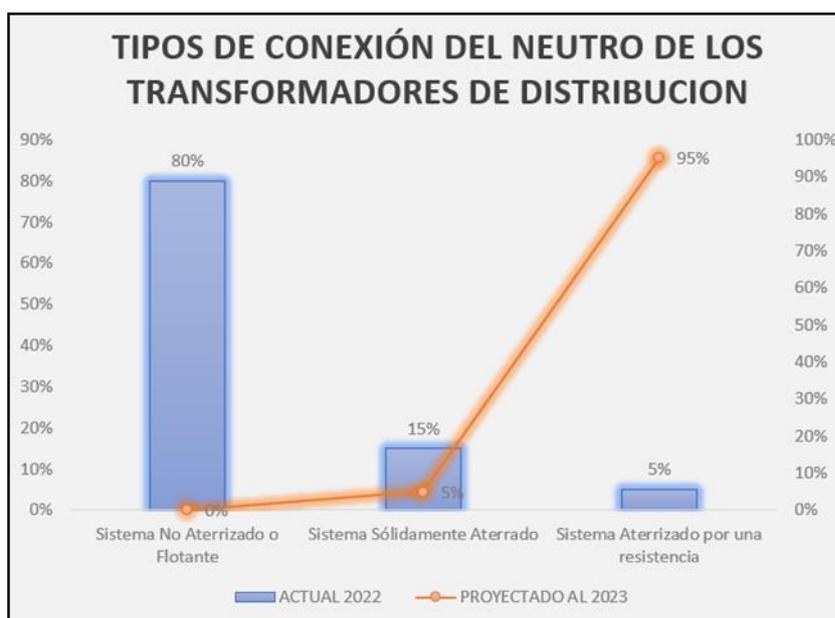


Figura 58. Estado actual de tipo de aterramiento del neutro del transformador

Fuente. CMCH

La forma de poder que se limite, controle o detecte la corriente de las fallas a tierra sin la resistencia de neutro a tierra en los transformadores es complicado.

Revisando y haciendo un análisis de los eventos registrados respecto a las fallas a tierra en la compañía minera Chungar, antes de implementar los NGR era complicado identificar los circuitos de falla a tierra, a esto se sumaba que la operación no era continua con fallas a tierra;

se hace una tabla estadística donde se puede apreciar las ventajas y desventajas en los tres tipos de conexionado del neutro del transformador.

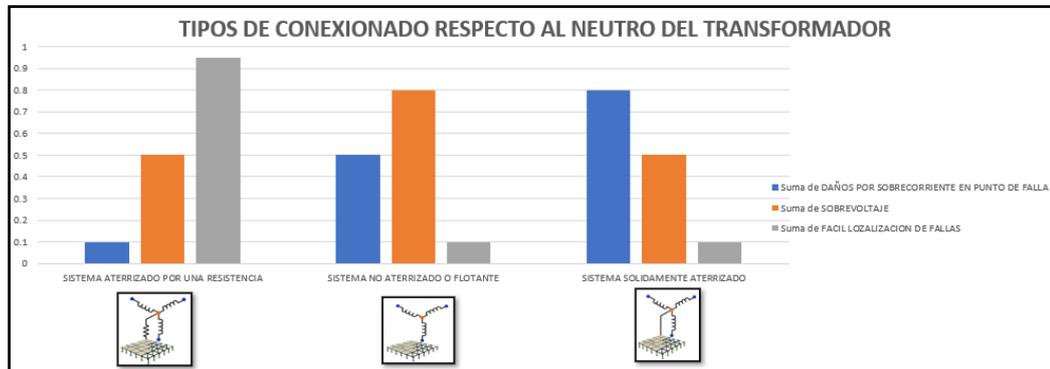


Figura 59. Detección de falla a tierra entre los tres sistemas de aterramiento del neutro del transformador
Fuente. Propia / CMCH

Al instalar y hacer el uso de las resistencias de neutro régimen tierra en los transformadores, en lugar de la puesta respecto a tierra sólida, se puede garantizar limitar la corriente de falla, controlar y mapear la corriente de tierra y voltaje a tierra, finalmente facilita localizar la falla.

Al realizar la implementación de los NGR y tener la línea de tierra corrida desde la subestación de distribución hasta la última carga en la operación sí se garantiza limitar la corriente de falla a 5A, así mismo, facilita la operación continua con fallas a tierra y sobre todo a identificar el circuito con la falla a tierra, lo cual es totalmente lo contrario con el conexionado sólidamente aterrizado.

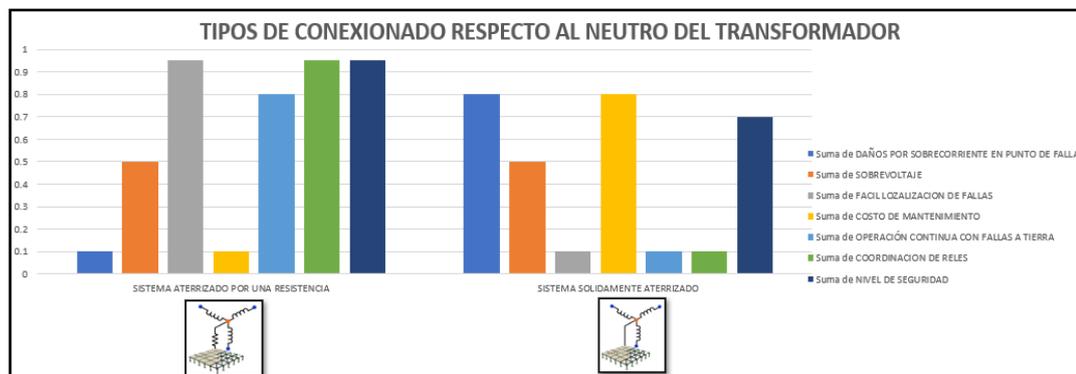


Figura 60. Detección de fallas a tierra implementando el NGR y comparando con el sistema de aterrizado sólidamente
Fuente. CMCH

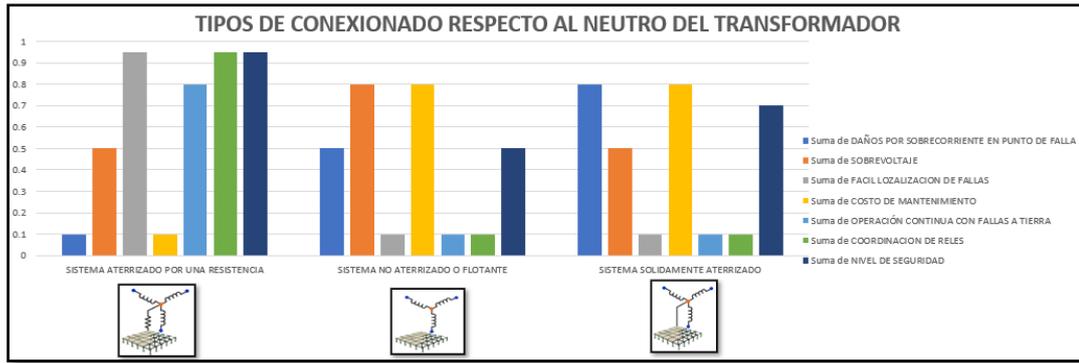


Figura 61. Comparación de los tres tipos de sistemas de aterramiento
Fuente. CMCH

4.1.3. Prueba de hipótesis general

4.1.3.1. Prueba de hipótesis general

H0: La resistencia neutra a tierra en los transformadores de distribución en la unidad minera Chungar – Volcan, 2024 no son confiables en el 95 % de su aplicación para los sistemas de falla respecto a tierra.

H1: La resistencia neutra a tierra en transformadores de distribución son muy confiables para los sistemas de falla a tierra en un 95 % de su aplicación en la unidad minera Chungar – Volcan, 2024.

Tabla 12. Registro de fallas a tierra en la compañía minera Chungar

FALLAS A TIERRA EN LOS ULTIMOS DOS AÑOS - COMPAÑÍA MINERA CHUNGAR						
AÑO	MESES	FALLAS	DETECTADOS SIN NGR	NO DETECTADOS SIN NGR	DETECTADOS CON NGR	NO DETECTADOS CON NGR
2021	ENERO	5	1	4	0	0
2021	FEBRERO	4	2	2	0	0
2021	MARZO	6	2	4	0	0
2021	ABRIL	3	1	2	0	0
2021	MAYO	2	0	2	0	0
2021	JUNIO	4	1	3	0	0
2021	JULIO	6	2	4	0	0
2021	AGOSTO	4	1	3	0	0
2021	SEPTIEMBRE	5	2	3	0	0
2021	OCTUBRE	6	1	5	0	0
2021	NOVIEMBRE	5	1	4	0	0
2021	DICIEMBRE	2	1	0	1	0
2022	ENERO	4	0	0	4	1
2022	FEBRERO	5	0	0	5	1
2022	MARZO	7	0	0	6	1
2022	ABRIL	3	0	0	3	0
2022	MAYO	3	0	0	3	0
2022	JUNIO	3	0	0	3	0
2022	JULIO	3	0	0	3	0
2022	AGOSTO	5	0	0	4	1
2022	SEPTIEMBRE	6	0	0	5	0
2022	OCTUBRE	4	0	0	4	0
2022	NOVIEMBRE	5	0	0	5	0
2022	DICIEMBRE	5	0	0	5	0
2023	ENERO	5	0	0	5	0
2023	FEBRERO	4	0	0	4	0
2023	MARZO	3	0	0	3	0
2023	ABRIL	4	0	0	4	0
2023	MAYO	6	0	0	6	0
2023	JUNIO	1	0	0	1	0
2023	JULIO	0	0	0	0	0
2023	AGOSTO	0	0	0	0	0
2023	SEPTIEMBRE	0	0	0	0	0
2023	OCTUBRE	0	0	0	0	0
2023	NOVIEMBRE	0	0	0	0	0
2023	DICIEMBRE	0	0	0	0	0

Fuente. CMCH

En la tabla 12 se muestran los registros de fallas a tierra en la compañía minera Chungar de los últimos dos años cuándo aún no se aplicaba el uso del NGR y cuando se logró implementar, donde se puede apreciar en la figura 62 que al hacer el uso de los NGR teniendo la línea a tierra corrida desde la subestación de distribución hasta la última carga, son muy confiables para limitar la corriente de falla y sobre todo identificar los circuitos de falla a tierra.



*Figura 62. Falla a tierra – usando NGR
Fuente. CMCH*

Nivel de significancia

$$\alpha = 0.05$$

Estadístico (prueba de McNemar)

Tabla 13. Cuadro estadístico para hallar el valor de la prueba de McNemar

Datos cuantitativos	Después de la implementación del NGR		Totales	
	Fallas de tierra no detectadas	Fallas de tierra detectadas		
Antes de la implementación del NGR	Fallas a tierra no detectadas	3	12	15
	Fallas de tierra detectadas	5	15	20
Total	8	17	35	

Fuente. Registro de fallas CMCH

gl = 1 (grado de libertad)

Tabla 14. Distribución Chi Cuadrada X^2

P = Probabilidad de encontrar un valor mayor o igual que el chi cuadrado tabulado, v = Grados de Libertad

v/p	0,001	0,0025	0,005	0,01	0,025	0,05	0,1	0,15	0,2	0,25	0,3	0,35	0,4	0,45	0,5
1	10,8274	9,1404	7,8794	6,6349	5,0239	3,8415	2,7055	2,0722	1,6424	1,3233	1,0742	0,8735	0,7083	0,5707	0,4549
2	13,8150	11,9827	10,5965	9,2104	7,3778	5,9915	4,6052	3,7942	3,2189	2,7726	2,4079	2,0996	1,8326	1,5970	1,3863
3	16,2660	14,3202	12,8381	11,3449	9,3484	7,8147	6,2514	5,3170	4,6416	4,1083	3,6649	3,2831	2,9462	2,6430	2,3660

Fuente. Libro Estadístico de Mark A Goss-Sampson

Valor crítico = 3.841

$$X_{MN}^2 = \frac{(|B - C| - 1)^2}{B + C}$$

Figura 63. Prueba de McNemar

Fuente. Libro estadístico de Mark A Goss-Sampson

$$X_{MN}^2 = 2.117$$

Valor p

Tabla 15. Distribución binomial: $f(x)$

Tabla D.1: DISTRIBUCIÓN BINOMIAL: $f(x)$

n	p	0,01	0,05	0,10	0,20	0,25	0,30	0,40	0,50	0,60	0,70	0,75	0,80	0,90	0,95	0,99
18	0	0,8345	0,3972	0,1501	0,0180	0,0056	0,0016	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	1	0,1517	0,3763	0,3002	0,0811	0,0338	0,0126	0,0012	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	2	0,0130	0,1693	0,2635	0,1723	0,0958	0,0458	0,0069	0,0006	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	3	0,0007	0,0473	0,1686	0,2297	0,1764	0,1646	0,0246	0,0031	0,0002	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Fuente. UTN – Probabilidad y Estadística

Valor $p = 0.0473$

Decisión:

Rechazo H_0 (Valor $p \leq \alpha$ entonces RH_0)

Conclusión:

Analizando las variables 1 y 2 se encuentra que el valor p es menor que el nivel de significancia, por lo que se rechaza la hipótesis nula, y se acepta la investigación propuesta del uso de resistencia neutro a tierra en los transformadores de distribución en la unidad minera Chungar – Volcan, 2024, ya que es eficiente en un 95 % al limitar de corrientes de falla y localización de circuitos de falla.

4.1.3.2. Prueba de hipótesis específica 1

H_0 : La situación o estatus de la instalación del transformador al respecto del punto neutro en la unidad minera Chungar – Volcan, 2024 es que en el punto neutro del transformador

no se tiene flotante al 95 %.

H1: La situación o estatus de la instalación del transformador al respecto del punto neutro en la unidad minera Chungar – Volcan, 2024 es que en el punto neutro del transformador se tiene flotante al 95 %, sin ningún tipo de conexión.

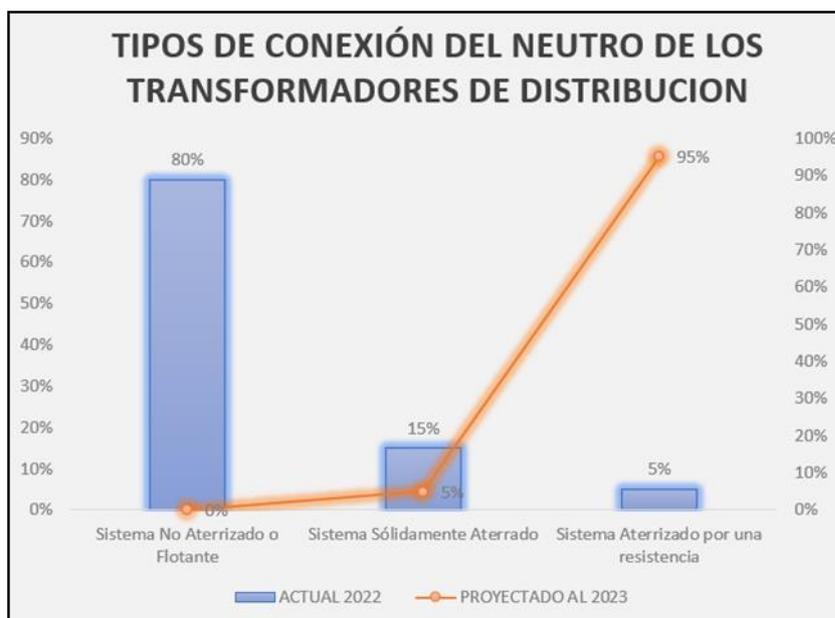


Figura 64. Estado actual de tipo de aterramiento del neutro del transformador
Fuente. CMCH

En la figura 64 se muestra el estado actual en el 2022 de cómo se encontraba la flota de los transformadores de distribución de acuerdo con la inspección realizada, así mismo, con la proyección para el 2024.

Nivel de significancia

$$\alpha = 0.05$$

Estadístico (prueba de McNemar)

Tabla 16. Cuadro estadístico para hallar el valor de la prueba de McNemar

Datos cuantitativos	2024		Totales	
	Con resistencia	Ninguna conexión		
2022	Con resistencia	5	20	15
	Ninguna conexión	5	20	20
Total	8	17	35	

Fuente. CMCH

gl = 1 (grado de libertad)

Valor crítico = 3.841 (de acuerdo con la tabla de Chi cuadrado X^2 , ver en el anexo).

$$X_{MN}^2 = \frac{(|B - C| - 1)^2}{B + C}$$

Figura 65. Prueba de McNemar
Fuente. Libro Estadístico de Mark A Goss-Sampson

$$X_{MN}^2 = 7.84$$

Valor p

Tabla 17. Distribución binomial: $f(x)$

n	p	0,01	0,05	0,10	0,20	0,25	0,30	0,40	0,50	0,60	0,70	0,75	0,80	0,90	0,95	0,99	x
20	0	0,8179	0,3585	0,1216	0,0115	0,0032	0,0008	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0
	1	0,1652	0,3774	0,2702	0,0576	0,0211	0,0068	0,0005	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1
	2	0,0159	0,1887	0,2852	0,1369	0,0669	0,0278	0,0031	0,0002	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	2
	3	0,0010	0,0596	0,1901	0,2054	0,1339	0,0716	0,0123	0,0011	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	3
	4	0,0000	0,0133	0,0898	0,2182	0,1897	0,1304	0,0350	0,0046	0,0003	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	4
	5		0,0022	0,0319	0,1746	0,2023	0,1789	0,0746	0,0148	0,0013	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	5
	6		0,0003	0,0089	0,1091	0,1686	0,1916	0,1244	0,0370	0,0049	0,0002	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	6
	7		0,0000	0,0020	0,0545	0,1124	0,1643	0,1659	0,0739	0,0146	0,0010	0,0002	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	7
	8			0,0004	0,0222	0,0609	0,1144	0,1797	0,1201	0,0355	0,0039	0,0008	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000	8
	9			0,0001	0,0074	0,0271	0,0654	0,1597	0,1602	0,0710	0,0120	0,0030	0,0005	0,0000	0,0000	0,0000	9
	10			0,0000	0,0020	0,0099	0,0308	0,1171	0,1762	0,1171	0,0308	0,0099	0,0020	0,0000	0,0000	0,0000	10
	11				0,0005	0,0030	0,0120	0,0710	0,1602	0,1597	0,0654	0,0271	0,0074	0,0001	0,0000	0,0000	11
	12				0,0001	0,0008	0,0039	0,0355	0,1201	0,1797	0,1144	0,0609	0,0222	0,0004	0,0000	0,0000	12
	13				0,0000	0,0002	0,0010	0,0146	0,0739	0,1659	0,1643	0,1124	0,0545	0,0020	0,0000	0,0000	13
	14					0,0000	0,0002	0,0049	0,0370	0,1244	0,1916	0,1686	0,1091	0,0089	0,0003	0,0000	14
	15						0,0000	0,0013	0,0148	0,0746	0,1789	0,2023	0,1746	0,0319	0,0022	0,0000	15
	16							0,0003	0,0046	0,0350	0,1304	0,1897	0,2182	0,0898	0,0133	0,0000	16
	17							0,0000	0,0011	0,0123	0,0716	0,1339	0,2054	0,1901	0,0596	0,0010	17
	18								0,0002	0,0031	0,0278	0,0669	0,1369	0,2852	0,1887	0,0159	18
	19								0,0000	0,0005	0,0068	0,0211	0,0576	0,2702	0,3774	0,1652	19
20									0,0000	0,0000	0,0032	0,0115	0,1216	0,3585	0,8179	20	
25	0	0,7778	0,2774	0,0718	0,0038	0,0008	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0	
	1	0,1964	0,3650	0,1994	0,0236	0,0063	0,0014	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1	
	2	0,0238	0,2395	0,2659	0,0708	0,0251	0,0074	0,0004	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	2	
	3	0,0018	0,0930	0,2265	0,1358	0,0641	0,0243	0,0019	0,0001	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	3	

Fuente. UTN – Probabilidad y Estadística

Valor $p = 0.0022$

Decisión

Rechazo H_0 (valor $p \leq \alpha$ entonces RH_0)

Conclusión

Analizando las variables 1 y 2 se encuentra que el valor p es menor que el nivel de significancia, por lo que se rechaza la hipótesis nula, y se acepta que el estatus de la instalación del transformador al respecto del punto neutro en la unidad minera Chungar – Volcan, 2024 es que en el punto neutro del transformador se tiene flotante al 95 %, sin ningún tipo de conexión.

4.1.3.3. Prueba de hipótesis específica 2

H_0 : La forma de poder que limite, controle o detecte la corriente de las fallas a tierra sin la resistencia de neutro a tierra en los transformadores no es complicado al 95 %.

H1: La forma de poder que limite, controle o detecte la corriente de las fallas a tierra sin la resistencia de neutro a tierra en los transformadores es complicado al 95 %.

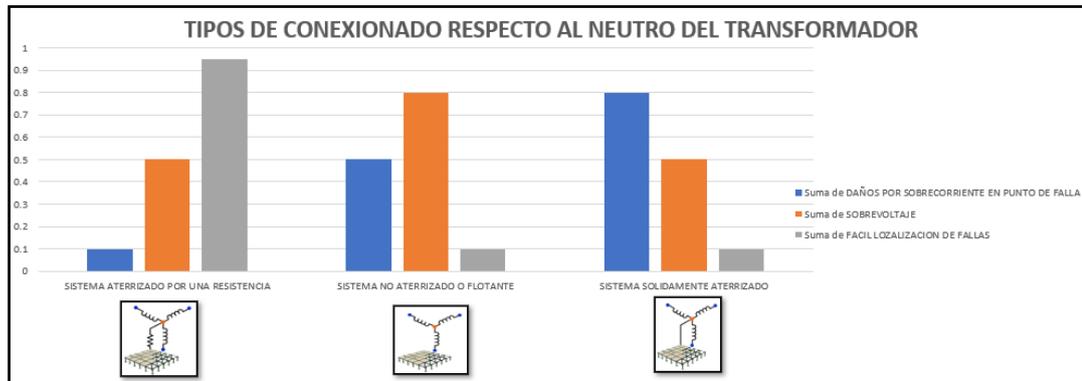


Figura 66. Detección de falla a tierra entre los tres sistemas de aterramiento del neutro del transformador
Fuente. CMCH

En la figura 66 se muestra el registro de detección de fallas a tierra, donde se puede apreciar que para controlar la corriente de falla es muy complejo si no se tiene instalada una resistencia.

Nivel de significancia

$\alpha = 0.05$

Estadístico (prueba de McNemar)

Tabla 18. Cuadro estadístico para hallar el valor de la prueba de McNemar

Datos cuantitativos		Después de la implementación del NGR		Totales
		Fallas de tierra no detectadas	Fallas de tierra detectadas	
Antes de la implementación del NGR	Fallas a tierra no detectadas	3	12	15
	Fallas de tierra detectadas	5	15	20
Total		8	17	35

Fuente. Registro de fallas CMCH

gl = 1 (grado de libertad)

Valor crítico = 3.841 (de acuerdo con la tabla de Chi cuadrado X², ver en el anexo).

$$X_{MN}^2 = \frac{(|B - C| - 1)^2}{B + C}$$

Figura 67. Prueba de McNemar

Fuente: Libro Estadístico de Mark A Goss-Sampson

$$X_{MN}^2 = 2.117$$

Valor p

Valor $p = 0.0473$

Decisión

Rechazo H_0 (valor $p \leq \alpha$ entonces RH_0)

Conclusión

Analizando las variables 1 y 2 se encuentra que el valor p es menor que el nivel de significancia, por lo que se rechaza la hipótesis nula, y se acepta que la forma de poder que limite, controle o detecte la corriente de las fallas a tierra sin la resistencia de neutro a tierra en los transformadores es complicado al 95 %.

4.1.3.4. Prueba de hipótesis específica 3

H_0 : Al instalar y hacer el uso de las resistencias de neutro régimen tierra en los transformadores, en lugar de la puesta respecto a tierra sólida, no se puede garantizar al 95 % la confiabilidad al limitar la corriente de falla, vigilar y controlar la corriente y voltaje de tierra, finalmente permite identificar la falla.

H_1 : Al instalar y hacer el uso de las resistencias de neutro régimen tierra en los transformadores, en lugar de la puesta respecto a tierra sólida, se puede garantizar al 95 % la confiabilidad al limitar la corriente de falla, vigilar y controlar la corriente y voltaje de tierra, finalmente permite identificar la falla.

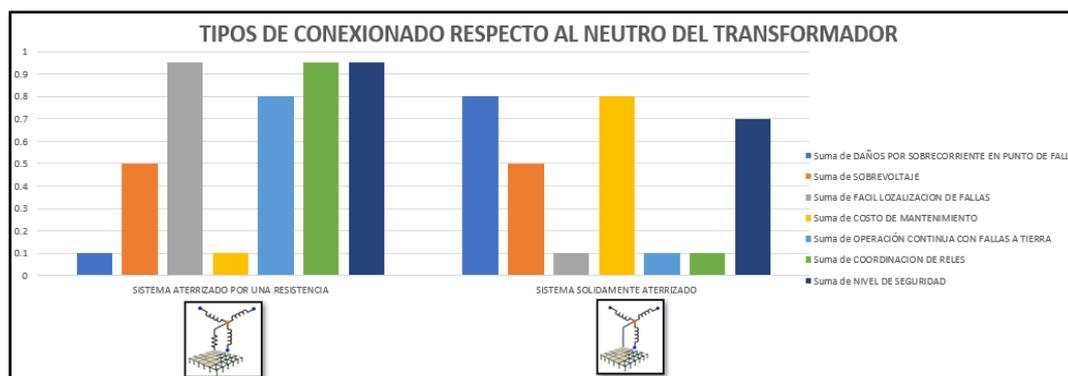


Figura 68. Detección de fallas a tierra implementando el NGR y comparando con el sistema de aterrizado sólidamente
Fuente. CMCH

En la figura 68 se muestra el registro de detección de fallas tierra, donde se puede apreciar al realizar la implementación de los NGR y tener la línea de tierra corrida desde la subestación de distribución hasta la última carga en la operación si se garantiza limitar la corriente de falla a 5 A, así mismo, facilita la operación continua con fallas a tierra y sobre todo a identificar el circuito con la falla a tierra lo cual es totalmente lo contrario con el conexionado sólidamente aterrizado.

Nivel de significancia

$$\alpha = 0.05$$

Estadístico (prueba de McNemar)

Tabla 19. Cuadro estadístico para hallar el valor de la prueba de McNemar

Datos cuantitativos	Sistema aterrizado por una resistencia		Totales	
	Fallas de tierra no detectadas	Fallas de tierra detectadas		
Sistema sólidamente aterrizado	Fallas a tierra no detectadas	3	12	15
	Fallas de tierra detectadas	5	15	20
	Total	8	17	35

Fuente. Registro de fallas CMCH

$$gl = 1 \text{ (grado de libertad)}$$

Valor crítico = 3.841 (de acuerdo con la tabla de Chi cuadrado X^2 , ver en el anexo).

$$X_{MN}^2 = \frac{(|B - C| - 1)^2}{B + C}$$

Figura 69. Prueba de McNemar

Fuente. Libro Estadístico de Mark A Goss-Sampson

$$X_{MN}^2 = 2.117$$

Valor p

Valor $p = 0.0473$

Decisión

Rechazo H_0 (valor $p \leq \alpha$ entonces RH_0)

Conclusión

Analizando que el valor p es menor que el nivel de significancia, por lo que se rechaza la hipótesis nula, y se acepta que al instalar y hacer el uso de las resistencias de neutro régimen tierra en los transformadores, en lugar de la puesta respecto a tierra sólida, se puede garantizar al 95 % la confiabilidad al limitar la corriente de falla, vigilar y controlar la corriente y voltaje de tierra, finalmente permite identificar la falla.

4.2. Discusión de resultados

Una vez realizadas las pruebas de hipótesis y analizados los resultados se elige la propuesta del uso de resistencia neutro a tierra en los transformadores de distribución en la unidad minera Chungar – Volcan, 2024, ya que es eficiente al limitar la corriente de falla y localización de circuitos de falla a tierra y sobre todo garantizando la seguridad en el trabajo en lugar de tener la conexión del neutro flotante o aterrizado sólidamente de los transformadores.

- La investigación propuesta del uso de resistencia neutro a tierra en los transformadores de distribución en la unidad minera Chungar – Volcan, 2024, es eficiente en un 95 % para limitar las corrientes de falla y localizar los circuitos de falla a tierra, esto debido a que la corriente se llega a limitar a los 5 Amperios, así mismo, por mantener un funcionamiento continuo ayuda a detectar los puntos de fallas a tierra en el sistema, este hallazgo coincide con la investigación de Cano (4), donde demostró que para transformadores de distribución se señaló que al incluir una resistencia respecto a tierra del punto neutro se logra disminuir la I corriente en lugar de hacer el uso de la resistencia de preinserción. Así mismo, coincide con el hallazgo de la norma ANSI/IEEE y la IEC (10) quienes aclaran y confirman que el cálculo de las I (corrientes) de fallas necesita la inserción de la red de secuencia cero (por ejemplo, fallas tipo serie, fallas a tierra dobles y fallas a tierra), el flujo de la I corriente es

notablemente afectado por la condición del sistema de aterramiento, también tiene un efecto en la presencia de varios puntos de aterramiento y sus valores de impedancias en el sistema de aterramiento. La impedancia de aterramiento puede ser usada para bajar el valor de la I (corriente) de falla respecto a tierra a un valor mínimo con la supresión de la sobretensión y tener una protección de tierra «super controlada».

- De acuerdo con la propuesta de investigación, las instalaciones actuales de los transformadores respecto al punto neutro en la unidad minera Chungar – Volcan, 2024 es que en el punto neutro del transformador se tiene flotante al 95 %, sin ningún tipo de conexión, esto hace que en cualquier momento se tengan pérdidas de los activos por las fallas a tierra al tener incremento de sobrevoltajes en la red, este hallazgo coincide con la investigación de Makey (6), quien menciona que en un sistema eléctrico de potencia o distribución no es común localizar este tipo de conexionado, ya que el punto neutro aislado o punto neutro flotante se muestra cada vez que no existe ningún tipo de conexionado del transformador respecto del neutro hacia la malla tierra en el sistema eléctrico. Las tensiones o voltajes de la fase se encuentran contemplados a la tierra de manera directa por medio de las capacitancias parásitas (regreso de mínimas I de defecto). Es común que en las instalaciones se pueda ver que hay transformadores con el neutro flotante o aislado, pero su estructura debe ser adecuada, porque al suceder una falla monofásica a tierra en el sistema eléctrico los voltajes aumentan a valores similares de línea. De igual manera, coincide con el hallazgo de Gonzales (7), quien describe que los sistemas de distribución aislados o apartados de tierra disponen una ventaja para sostener un servicio o trabajo continuo en el sistema de distribución, si bien es cierto cuando se produce una falla en el sistema eléctrico, los voltajes de las distintas fases se alzan llegando en un 1.73 veces de la tensión nominal, su elevada tensión (voltaje) siempre provoca el riesgo del aislamiento en los transformadores de distribución.
- La investigación propuesta hace mención que la forma de poder que limite, controle o detecte la corriente de las fallas a tierra sin uso de resistencia de neutro respecto a tierra en los transformadores es complicado al 95 %. este hallazgo coincide con la investigación de Sanz et al. (9) donde se hace mención que, en ingeniería de distribución y potencia, es normal mencionar el aterrizaje sólidamente del punto neutro del sistema, ya sea que este se haga de forma directa o mediante una impedancia. En la actualidad, el punto neutro del sistema es una referencia conveniente, no un punto físico conectado a tierra. Por lo tanto, concluye que el aterrizaje del punto neutro se da por medio de resistencia del esquema eléctrico de distribución, del mismo modo que un transformador, hace que el sistema sea más confiable ante posibles fallas a tierra y se pueda detectar las fallas en el sistema, a

comparación de tener el neutro del transformador flotante. Así mismo, coincide con el hallazgo de la IEEE 142 (10), donde recomiendan que los esquemas eléctricos con el punto neutro flotante se encuentran sin ninguna conexión del punto neutro respecto a tierra, invalidando la corriente de falla respecto a tierra. Así mismo, las redes eléctricas de distribución con el punto neutro del transformador que se encuentran operando mediante una resistencia respecto a la malla a tierra, es decir que el punto neutro aterrado mediante el NGR Y ayudan a disminuir la corriente de falla respecto a tierra y poder ubicarlos en el sistema distribución eléctrica.

- La investigación propuesta sobre el uso de las resistencias de neutro régimen tierra en los transformadores, en lugar de la puesta a tierra sólida, puede garantizar hasta un 95% de confiabilidad al limitar la corriente de falla, vigilar y controlar la corriente y el voltaje de tierra, y finalmente permitir la identificación de la falla. Este hallazgo coincide con la investigación de Cano (4), donde demostró que al incluir una resistencia respecto a tierra en el punto neutro de los transformadores de distribución, se logra reducir la corriente de falla en lugar de utilizar la resistencia de preinserción. Este concepto también se alinea con lo que establecen las normas ANSI/IEEE e IEC (10), las cuales aclaran y confirman que el cálculo de las corrientes de falla requiere la inserción de la red de secuencia cero (por ejemplo, para fallas tipo serie, fallas a tierra dobles y fallas a tierra). El flujo de corriente es significativamente afectado por las condiciones del sistema de aterrizaje, especialmente por la presencia de varios puntos de aterrizaje y sus respectivas impedancias. En este contexto, la impedancia de aterrizaje puede ser utilizada para reducir el valor de la corriente de falla respecto a tierra, minimizando la sobretensión y proporcionando una protección de tierra «super controlada».

Limitaciones

- Las condiciones ambientales de alta temperatura y el hollín provocaron fallas prematuras en el relé Sigma. Se tomaron medidas correctivas para evitar que estos factores influyan negativamente en la investigación.
- El seccionamiento o no conexionado adecuado de los cables de tierra, que deben extenderse desde la subestación de distribución hasta la última carga, representa un desafío, ya que no se puede monitorear de forma instantánea, al menos hasta los tableros arrancadores. Para mitigar este problema, se capacitó al personal técnico en las instalaciones, además de realizar inspecciones periódicas. Esto garantiza el correcto funcionamiento del NGR y la limitación de las corrientes de falla, tal como se demostró en las simulaciones presentadas en la investigación.

CONCLUSIONES

- Implementación de la resistencia neutro a tierra (NGR) en los transformadores de distribución en la compañía minera Chungar – Volcan: La implementación de la resistencia neutro a tierra ha tenido un impacto positivo, aumentando la confiabilidad del sistema eléctrico frente a fallas a tierra. Anteriormente, cuando se presentaban fallas a tierra monofásicas en un circuito, este salía de servicio, lo cual afectaba las operaciones. Actualmente, al presentar una falla monofásica a tierra, la corriente de falla se limita a 5 amperios, lo que permite que los circuitos que suministran energía a las labores sigan funcionando sin interrupción. Esto se debe a que la corriente de falla recorre el neutro del transformador, pasando por el NGR hacia la malla a tierra de cada subestación. Además, se eliminan las sobretensiones subtransitorias y se facilita la localización de las fallas, mejorando la eficiencia de la protección en el sistema eléctrico. Este hallazgo es crucial para las empresas mineras, ya que mejora la seguridad de los colaboradores y la confiabilidad del sistema eléctrico, reduciendo las interrupciones del servicio.
- Desafíos del neutro flotante y su relación con accidentes fatales: Anteriormente, la compañía minera Chungar utilizaba un sistema con neutro flotante. Este tipo de conexión hacía muy difícil la detección de fallas a tierra, lo que contribuyó a dos accidentes fatales debido a la acumulación de capacitancia en el sistema. La capacitancia provocaba sobretensiones transitorias que superaban la tensión fase a tierra, lo que dañaba el aislamiento de los equipos y aumentaba el riesgo de defectos secundarios. Si una segunda falla ocurría en una fase diferente, las altas corrientes entre fases podrían haber causado daños severos. Por ello, se recomienda que las unidades mineras e industriales realicen un análisis de su sistema eléctrico actual y consideren migrar a un sistema seguro y confiable, utilizando resistencias neutro a tierra (NGR) para limitar fallas en el sistema eléctrico, evitar interrupciones y proteger a sus colaboradores.
- Razones para usar resistencias neutro a tierra en lugar de puesta a tierra sólida: En sistemas eléctricos con puesta a tierra sólida del neutro del transformador, la reactancia es muy alta, lo que no resuelve el problema de sobrevoltaje transitorio. Las elevadas corrientes de falla no pueden ser limitadas, lo que puede ser destructivo. Si se presenta una segunda falla en una fase diferente, las corrientes entre fases podrían causar eventos destructivos. Además, las fallas de arco eléctrico sostenido pueden liberar grandes cantidades de energía y calor, provocando daños significativos. Con la implementación del NGR en los transformadores, se han eliminado los daños a los equipos debido a que los sobrevoltajes se limitan y las sobrecorrientes son muy bajas. Además, el costo de mantenimiento se reduce y la operación

continúa sin interrupciones, ya que las fallas a tierra se limitan, los relés de disparo se coordinan adecuadamente, y la localización de fallas es más rápida. Esto garantiza un nivel alto de seguridad para los colaboradores.

RECOMENDACIONES

- Alta probabilidad de fallas monofásicas a tierra: Se ha comprobado que el 80 % de las fallas en los sistemas eléctricos son fallas monofásicas a tierra. En sistemas que no cuentan con protección adecuada para este tipo de fallas, las minas e industrias tienen una alta probabilidad de enfrentar accidentes en sus operaciones. Basado en la experiencia obtenida en la unidad minera con la implementación del NGR en los transformadores, se recomienda que las unidades mineras e industrias realicen un análisis exhaustivo de sus sistemas eléctricos actuales. De ser necesario, deben migrar hacia un sistema seguro y confiable, implementando prácticas que permitan evitar paradas e interrupciones del servicio eléctrico, prevenir daños a los activos y, lo más importante, garantizar la seguridad de sus colaboradores ante fallas a tierra.
- Aplicación de buenas prácticas en minería e industria: Se recomienda que las mineras e industrias adopten estas buenas prácticas, ya que serán de gran importancia para el buen funcionamiento de sus operaciones. Además, deben alinearse con la norma «Uso de Electricidad en Minas» RM 308-2001-EM-VME (3), lo cual asegurará que las operaciones se realicen conforme a los estándares de seguridad y eficiencia en el manejo del sistema eléctrico.

REFERENCIAS

1. **RODRÍGUEZ JÁUREGUI, Guillermo.** *Sistema de red de tierras en subestaciones eléctricas de potencia.* 2002. Tesis Doctoral. Universidad Autónoma de Nuevo León. <http://cdigital.dgb.uanl.mx/te/1020148255.pdf>.
2. **DOMÍNGUEZ GONZÁLEZ-SECO, Esteban.** *Análisis de la influencia del régimen de neutro en la compatibilidad electromagnética en edificios hospitalarios y propuesta de una nueva técnica correctora.* 2014. Tesis Doctoral. Arquitectura. https://oa.upm.es/33902/1/ESTEBAN_DOMINGUEZ_GONZALEZ_SECO.pdf.
3. **Ministerio de Energía y Minas.** *Uso de Electricidad en Minas» RM 308-2001-EM-VME.* 2001.
4. **CANO GONZÁLEZ, Ramón.** *Aportaciones a la conexión controlada de transformadores de potencia.* 2015. Tesis Doctoral. Universidad de Sevilla. <https://core.ac.uk/download/pdf/51390128.pdf>.
5. **IEEE Std 80; IEC.** *IEEE Guide for Safety in AC substation Grounding.* 2013.
6. **MAKEY, Jhon.** *Sistema eléctrico de potencia o distribución no común.* 2002.
7. **GONZALES, Francisco.** *Anormalidades: Esquema de potencia.* 2007. Capítulo 4.
8. **DETJEN, Edson R.** *Grunding transformer application and associated protection schemes.* 1992.
9. **SANZ, Jorge Humberto; PÉREZ, Lucas Paúl; OCAMPO, Fabio Antonio.** *Aterrizaje del neutro para sistemas electricos.* Scientia et technica, 2007, 13(34), pp. 121-126.
10. **Comité de Ingenieros de Sistema de Potencia.** *IEEE 142. Sistema de puesta a tierra (SPAT) en industrias y comerciales.* 2007.
11. **IEEE C37.91-2000.** *EEE Guía para aplicaciones de relés de protección en transformadores de distribución y potencia.* 2000.
12. **BRUNKE, J. H.; FROHLICH, K. J.** *Elimination of transformer inrush currents by controlled witching.* Theoretical considerations, Power Delivery, IEEE Transactions on 16. 2001. N.º 2, pp. 276–280.
13. **ESPINOZA MONTES, Ciro Abelardo.** *Metodología de investigación tecnológica. Pensando en sistemas.* Huancayo : Imagen Gráfica SAC, 2010.

ANEXOS

Anexo 1. Matriz de consistencia

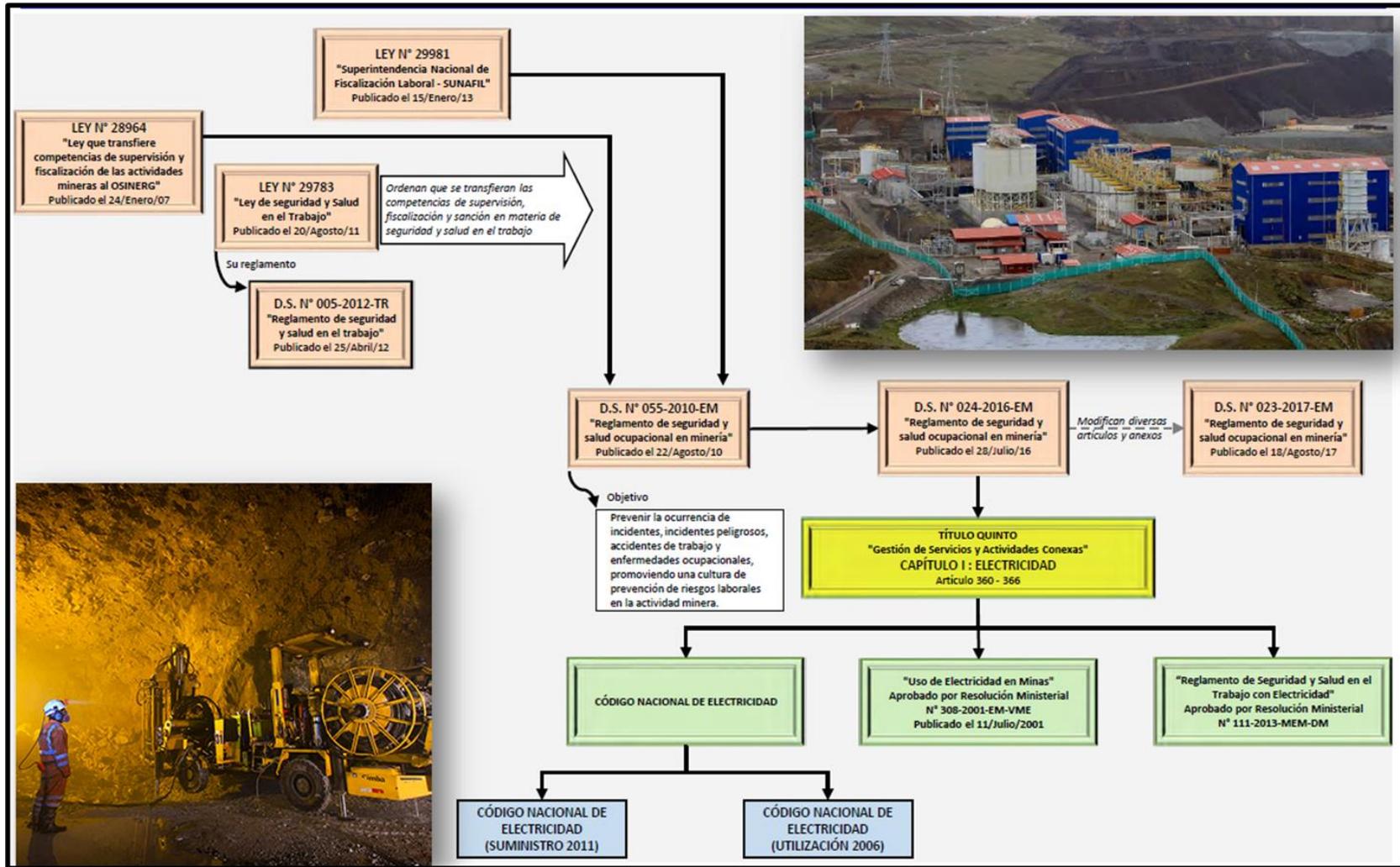
Problema	Objetivo	Hipótesis	Variables y dimensiones	Población y muestra	Diseño metodológico
<p>Problema general: ¿Cómo influye el uso de resistencia neutro a tierra en los transformadores de distribución en la unidad minera Chungar – Volcan, 2024?</p> <p>Problemas específicos ¿Cómo es la instalación del transformador al respecto del punto neutro en la unidad minera Chungar - Volcan 2024?</p> <p>¿Cómo se limita, controla o detecta la corriente de las fallas a tierra sin la resistencia de neutro a tierra en los transformadores?</p>	<p>Objetivo General Analizar cómo influye el uso de resistencia neutro a tierra en los transformadores de distribución en la unidad minera Chungar – Volcan, 2024.</p> <p>Objetivos específicos Informar la situación actual de las instalaciones de los transformadores respecto al punto neutro en la unidad minera Chungar - Volcan 2024</p> <p>Analizar Cómo se limita, controla o detecta la corriente de las fallas a tierra sin la resistencia de neutro a tierra en los transformadores.</p>	<p>Hipótesis general El uso de la resistencia neutra a tierra en los transformadores de distribución en la unidad minera Chungar – Volcan, 2024 son muy confiables.</p> <p>Hipótesis específica La situación actual de la instalación del transformador al respecto del punto neutro en la unidad minera Chungar - Volcan 2024 es que el punto neutro del transformador se tiene flotante, esto quiere decir sin ningún tipo de conexión.</p> <p>La forma de poder que se limite controle o detecte la corriente de las fallas a tierra sin la resistencia de neutro a tierra en los transformadores es complicado.</p> <p>Al instalar y hacer el uso de las resistencias de neutro a tierra en los transformadores, en lugar</p>	<p>Variable 1 Transformadores de distribución</p> <p>Indicadores: - Tensión -Potencia aparente -Conexión</p> <p>Variable 2. Resistencia neutro a tierra</p> <p>Indicadores: -Resistencia - Corriente - Relé de Actuación</p>	<p>Población y muestra: Población Transformadores eléctricos, con el requisito que el lado secundario sea de 460 voltios Muestra. Transformadores de la SE. N°07 – interior de mina de la Compañía minera Chungar Técnicas e instrumentos. Recolección de datos de Analizador de redes de los circuitos que se tomó como muestra, procesamiento de datos y simulación con el Software ETAP.</p>	<p>- Tipo: Básico Nivel: Experimental Métodos: Analítico Diseño: Aplicación o Soluciones OE X O1 OC ___ O2 Donde: OE: Resistencia neutro a tierra como Objeto Experimental OC: Relé de falla a tierra como Objeto de Control X: Operación del Sistema eléctrico diseñado O1: Observación de las variables dependientes del OE O2: Observación de las variables dependientes del OC Objeto Experimental (OE): Modelo del sistema eléctrico Chungar y modelo de aterramiento del punto neutro con respecto a tierra. Objeto de Control (OC): Redes de distribución y cargas del sistema eléctrico Chungar, al cual se quiere aplicar la resistencia neutra del transformador.</p>

¿Por qué usar las resistencias de neutro a tierra en los transformadores, en lugar de la puesta a tierra sólida?	Indagar por qué usar las resistencias de neutro a tierra en los transformadores, en lugar de la puesta a tierra sólida	de la puesta a tierra sólida, se puede garantizar limitar la corriente de falla, controlar la corriente de tierra y tensión a tierra finalmente facilita localizar la falla.
--	--	--

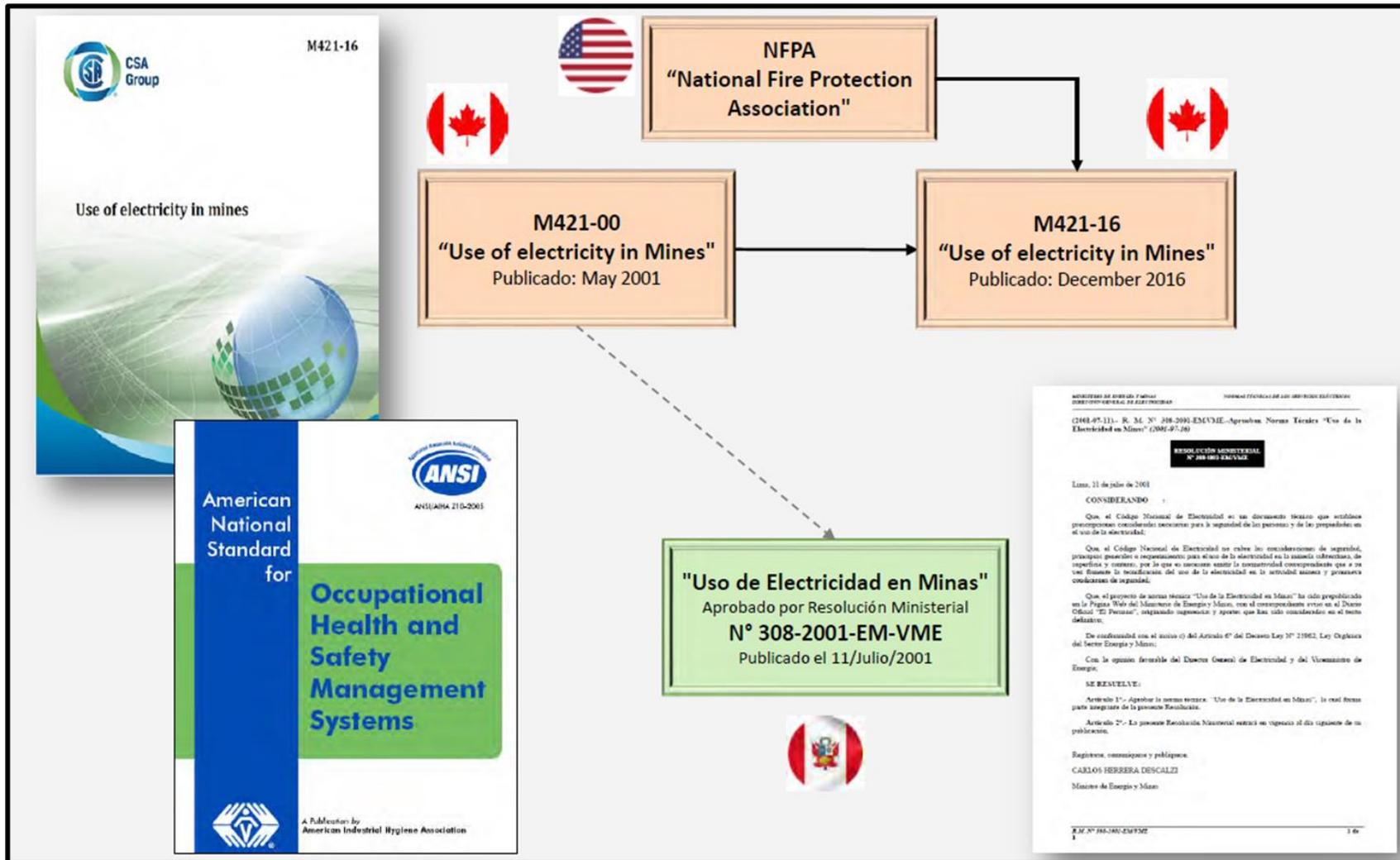
Anexo 2. Matriz de operacionalización de variables

Variable independiente	Definición conceptual	Definición operacional	Dimensiones	Indicadores	Tipo de variable	Tipo de variable
V1 Resistencia neutro a tierra	Las resistencias utilizadas respecto a tierra del neutro limitan la corriente máxima de falla a valores que no causarán daños a transformadores, generadores y demás equipos eléctricos de potencia, permitiendo, sin embargo, un flujo de corriente de falla suficiente para operar alarmas o relés de protección. Hay dos tipos de resistencias de puesta a tierra: baja resistencia y alta resistencia.	El NGR es un equipo que se conecta al neutro del transformador esto para poder limitar la corriente máxima de falla. Para poder proteger al ser humano y activos de la operación.	Parámetros eléctricos	Resistencia	Ohmios	Numérico
				Corriente	A mA	Numérico
			Equipo eléctrico	Relé Actuación	ms s	Numérico
			V2 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION	Los transformadores son máquinas eléctricas que tienen como función de aumentar y disminuir energía eléctrica alterna de un valor de voltaje (primario), en energía eléctrica alterna a otro valor de voltaje (secundario), de acuerdo con el principio del fenómeno de la inducción electromagnética. Está formado por 2 bobinas de material cobre conductor, devanadas sobre un núcleo que es cerrado y es de material ferromagnético, pero aisladas entre sí eléctricamente. La única conexión entre ambas bobinas la constituye el flujo magnético común. El núcleo, generalmente, es fabricado por el material bien sea del hierro o de láminas apiladas de acero eléctrico, aleación apropiada para optimizar el flujo magnético.	El transformador es una maquina eléctrica que convierte la energía eléctrica alterna de un cierto nivel de tensión a otro. Con el principio de inducción electromagnética. Los transformadores son aplicados en generación, Transmisión y Distribución de energía.	Parámetros eléctricos
Potencia aparente	MVA	Numérico				
Tipo de conexión	Conexión	Grupo conexión				Numérico

Anexo 3. Normativas peruanas



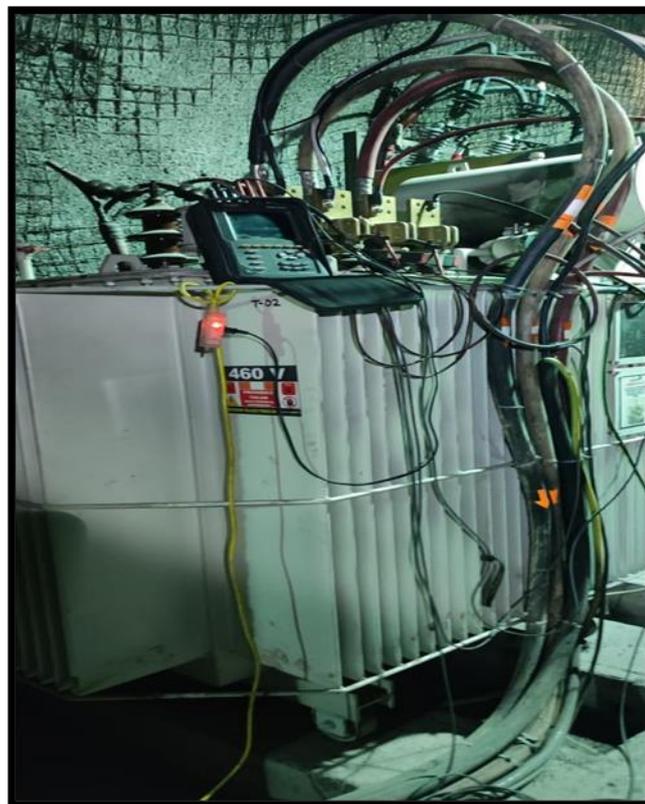
Anexo 4. Normativas internacionales



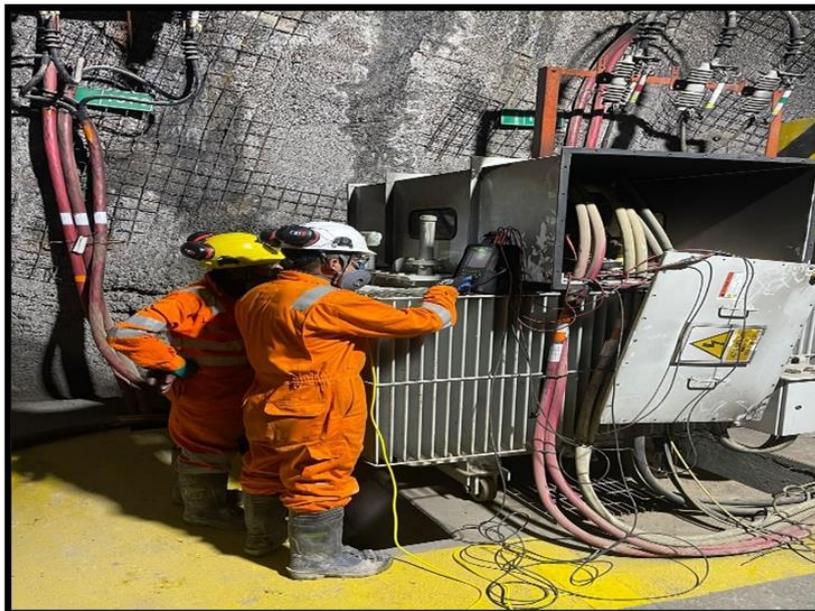
Anexo 5. Toma de parámetros de los circuito en baja tensión del transformador con el neutro flotante



Anexo 6. Toma de parámetros de los circuito en baja tensión del transformador con el neutro aterrizado sólidamente



Anexo 7. Toma de parámetros de los circuito en baja tensión del transformador con el neutro con NGR



Anexo 8. Montaje e instalación de los NGR



Anexo 9. Pruebas de disparo del relé de los NGR



Anexo 10. Detalle del tablero de resistencia neutro tierra (NGR)

