

Universidad Nacional de Ingeniería

Facultad de Ingeniería Mecánica



TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

Estudio de Protecciones del Sistema Eléctrico Juliaca para Mejorar los Indicadores de Calidad SAIDI y SAIFI en la Empresa de Distribución Electro Puno S.A.A.

Para obtener el Título Profesional de Ingeniero Mecánico Electricista

Elaborado por

Hiroshi Adrián Alejandro Enciso Bellido

 [0009-0006-7403-3683](https://orcid.org/0009-0006-7403-3683)

Asesor

Dr. Aurelio Marcelo Padilla Ríos

 [0009-0007-6270-6171](https://orcid.org/0009-0007-6270-6171)

LIMA – PERÚ

2024

Citar/How to cite	Enciso Bellido [1]
Referencia/Reference	[1] H. Enciso Bellido, “ <i>Estudio de Protecciones del Sistema Eléctrico Juliaca para Mejorar los Indicadores de Calidad SAIDI y SAIFI en la Empresa de Distribución Electro Puno S.A.A.</i> ” [Trabajo de suficiencia profesional]. Lima (Perú): Universidad Nacional de Ingeniería, 2024.
Estilo/Style: IEEE (2020)	

Citar/How to cite	(Enciso, 2024)
Referencia/Reference	Enciso, Hiroshi. (2024). <i>Estudio de Protecciones del Sistema Eléctrico Juliaca para Mejorar los Indicadores de Calidad SAIDI y SAIFI en la Empresa de Distribución Electro Puno S.A.A.</i> [Trabajo de suficiencia profesional, Universidad Nacional de Ingeniería]. Repositorio institucional Cybertesis UNI.
Estilo/Style: APA (7ma ed.)	

Lista de Contenidos

Lista de Contenidos.....	iii
Lista de Figuras.....	viii
Lista de Tablas.....	xii
RESUMEN	xiv
ABSTRAC	xv
PRÓLOGO	xvi
CAPÍTULO I. Planteamiento de La Realidad Problemática.....	1
1.1 Antecedentes Investigativos.....	1
1.2 Descripción de la Realidad Problemática	3
1.3 Formulación del Problema.....	8
1.3.1 Problema general	8
1.3.2 Problemas específicos.....	8
1.3.3 Justificación e importancia de la investigación	9
CAPÍTULO II. Objetivos.....	10
2.1 Objetivos	10
2.1.1 Objetivo General.....	10
2.1.2 Objetivos Específicos.....	10
CAPÍTULO III. Marco Teórico y Marco Conceptual.....	11
3.1 Bases Teóricas	11
3.1.1 Sistemas Eléctricos de Distribución	11
3.1.2 Topología de redes.....	13

3.1.2.1	Red de Topología Radial	13
3.1.2.2	Red de Topología en Anillos	14
3.1.2.3	Red de Topología en Mallas	17
3.1.2.4	Red de Topología en Doble Derivación	18
3.1.2.5	Red de Topología en Derivación Múltiple	19
3.1.2.6	Red de Topología de Alimentadores Selectivos.....	20
3.1.3	Transformadores de instrumentación.....	21
3.1.3.1	Transformadores de tensión	21
3.1.3.2	Transformadores de corriente.....	22
3.1.4	Esquemas de conexión a tierra o regímenes de neutro	22
3.1.4.1	Neutro Aislado	22
3.1.4.2	Neutro Rígido Puesto a Tierra	24
3.1.4.3	Neutro Puesto a Tierra mediante Resistencia.....	27
3.1.4.4	Neutro Puesto a Tierra mediante Reactancia (Bobina Peterson)	29
3.1.4.5	Resumen de desempeño.....	31
3.1.5	Fallas no detectables por protecciones convencionales.....	32
3.1.5.1	Conductor roto.....	32
3.1.5.2	Conductor caído	33
3.1.5.3	Fallas de alta impedancia	33
3.1.6	Análisis de Flujo de Potencia	34
3.1.7	Análisis de Cortocircuito	35

3.1.8	Protecciones en Sistemas de Distribución	35
3.1.8.1	Componentes de un Sistema de Protección en Distribución.....	35
3.1.8.2	Funciones de Protección usadas en Distribución.....	36
3.1.8.3	Zonas de Protección.....	38
3.1.8.4	Reconectores	38
3.2	Marco Conceptual	40
CAPÍTULO IV. Diseño metodológico		42
4.1	Unidad de análisis.....	42
4.2	Tipo, Enfoque, Nivel y Diseño de Investigación.....	42
4.3	Fuentes de Información.....	42
4.4	Población y Muestra.....	43
4.5	Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos	44
4.6	Análisis y Procesamiento de Datos	45
CAPÍTULO V. Estudio de Protecciones del Sistema Eléctrico Juliaca		46
5.1	Levantamiento de Información	46
5.1.1	SE Juliaca.....	46
5.1.1.1	Salida 5004	46
5.1.1.2	Salida 5006	47
5.1.1.3	Salida 5009	49
5.1.1.4	Salida 5022	52
5.1.1.5	Salida 5023	54
5.1.1.6	Salida 5024	59

5.1.1.7	Salida 5025	61
5.1.2	SE Huancané	63
5.1.2.1	Salida 4001	63
5.1.2.2	Salida 4003	66
5.1.3	Cargas Registradas	71
5.2	Verificación de Cortocircuito	72
5.3	Criterios de Ajustes para el Sistema Eléctrico Juliaca	73
5.3.1	Criterios de Ajuste de la Protección de Sobrecorriente (50/51 – 50N/51N) ...	74
5.3.2	Criterios de Ajuste de la Protección en Sistemas Delta.....	74
5.3.3	Detección de Conductor Roto	76
5.3.4	Coordinación Relé-Recloser-Fusible.....	76
5.3.5	Configuración de recierres	76
5.3.6	Coordinación en Sistemas de Alta Densidad	77
5.4	Ajustes Propuestos para el Sistemas Eléctrico Juliaca.....	79
5.4.1	SE Juliaca.....	79
5.4.1.1	Totalizadores.....	83
5.4.1.2	Ajuste propuesto en Salida 5004 (L-0152).....	83
5.4.1.3	Salida 5006 (L-0154)	84
5.4.1.4	Salida 5009 (L-0157)	84
5.4.1.5	Salida 5022	85
5.4.1.6	Salida 5023	85

5.4.1.7 Salida 5024	86
5.4.1.8 Salida 5025	87
5.4.2 SE Huancané	87
5.4.2.1 Salida 4001	88
5.4.2.2 Salida 4003	88
CAPÍTULO VI. Análisis y Discusión de Resultados	90
6.1 Análisis de Resultados	90
Conclusiones.....	95
Recomendaciones.....	96
Referencias	97
Anexos	99

Lista de Figuras

Figura 1 <i>Mapa Cerámico del Perú</i>	5
Figura 2 <i>Detalle de la Venta de Energía Eléctrica por Sistema Eléctrico.</i>	7
Figura 3 <i>Detalle de la Cantidad de Clientes por Sistema Eléctrico.</i>	7
Figura 4 <i>Sistema Eléctrico de Potencia</i>	12
Figura 5 <i>Red Radial</i>	14
Figura 6 <i>Red en Anillo Normalmente Abierto</i>	15
Figura 7 <i>Red en Anillo Normalmente Cerrado</i>	16
Figura 8 <i>Red en Mallas</i>	17
Figura 9 <i>Red en Doble Derivación</i>	18
Figura 10 <i>Red en derivación múltiple</i>	19
Figura 11 <i>Red de Alimentadores Selectivos</i>	20
Figura 12 <i>Transformador de Tensión</i>	21
Figura 13 <i>Transformador de Corriente</i>	22
Figura 14 <i>Falla en Red de Distribución en MT con Neutro Aislado</i>	23
Figura 15 <i>Análisis Fasorial de Fallas Monofásicas a Tierra con Neutro Aislado</i>	24
Figura 16 <i>Falla en Red de Distribución en MT con Neutro Rígido a Tierra.</i>	26
Figura 17 <i>Aterramiento en Sistemas Trifásicos de Cuatro Cables</i>	26
Figura 18 <i>Aterramiento en Sistemas Trifásicos de Tres Cables</i>	27
Figura 19 <i>Falla en Red de Distribución con Neutro a Tierra mediante Resistencia</i>	28
Figura 20 <i>Análisis Fasorial de Falla Monofásica – Neutro a Tierra con Resistencia</i>	28
Figura 21 <i>Falla en Red de Distribución en MT - Neutro a Tierra mediante Reactancia</i> ..	30
Figura 22 <i>Análisis Fasorial de Falla Monofásica – Neutro a Tierra con Reactancia</i>	30
Figura 23 <i>Principio de Funcionamiento de la Bobina Petersen</i>	31

Figura 24 <i>Falla por Conductor Roto</i>	32
Figura 25 <i>Falla por Conductor Caído</i>	33
Figura 26 <i>Falla de Alta Impedancia</i>	34
Figura 27 <i>Componentes de un Sistema de Protección en Distribución Eléctrica</i>	36
Figura 28 <i>Zonas de Protección en Sistemas Eléctricos de Distribución</i>	38
Figura 29 <i>Efecto Estimado en la Confiabilidad según la Tecnología de Red Aplicada</i> ...	39
Figura 30 <i>Diagrama Unifilar de Salida 5004</i>	47
Figura 31 <i>Perfil de Carga del Reconector 5004_RC_095</i>	47
Figura 32 <i>Diagrama Unifilar de Salida 5006</i>	48
Figura 33 <i>Perfil de Carga del Reconector 5006_RC_094</i>	48
Figura 34 <i>Diagrama Unifilar de Salida 5009</i>	49
Figura 35 <i>Ajustes Encontrados en el Reconector 5009_RC_030</i>	50
Figura 36 <i>Perfil de Carga del Reconector 5009_RC_030</i>	50
Figura 37 <i>Ajustes Encontrados en el Reconector 5009_RC_063</i>	51
Figura 38 <i>Perfil de Carga del Reconector 5009_RC_063</i>	51
Figura 39 <i>Diagrama Unifilar de Salida 5022</i>	52
Figura 40 <i>Ajustes Encontrados en el Reconector 5022_RC_053</i>	53
Figura 41 <i>Perfil de Carga del Reconector 5022_RC_053</i>	53
Figura 42 <i>Diagrama Unifilar de Salida 5023</i>	54
Figura 43 <i>Perfil de Carga del Reconector 5023_RC_084</i>	55
Figura 44 <i>Ajustes Encontrados en el Reconector 5023_RC_049</i>	56
Figura 45 <i>Perfil de Carga del Reconector 5023_RC_049</i>	56
Figura 46 <i>Ajustes Encontrados en el Reconector 5023_RC_046</i>	57
Figura 47 <i>Perfil de Carga del Reconector 5023_RC_046</i>	57
Figura 48 <i>Ajustes Encontrados en el Reconector 5023_RC_047</i>	58
Figura 49 <i>Perfil de Carga del Reconector 5023_RC_047</i>	58

Figura 50 <i>Diagrama Unifilar de Salida 5024</i>	59
Figura 51 <i>Perfil de Carga del Reconectador 5024_RC_083</i>	60
Figura 52 <i>Ajustes Encontrados en el Reconectador 5024_RC_050</i>	60
Figura 53 <i>Perfil de Carga del Reconectador 5024_RC_050</i>	61
Figura 54 <i>Diagrama Unifilar de Salida 5025</i>	62
Figura 55 <i>Ajustes Encontrados en el Reconectador 5025_RC_090</i>	62
Figura 56 <i>Perfil de Carga del Reconectador 5025_RC_090</i>	63
Figura 57 <i>Diagrama Unifilar de Salida 4001</i>	64
Figura 58 <i>Ajustes Encontrados en el Reconectador 4001_RC_026</i>	64
Figura 59 <i>Perfil de Carga del Reconectador 4001_RC_026</i>	65
Figura 60 <i>Ajustes Encontrados en el Reconectador 4001_RC_027</i>	65
Figura 61 <i>Perfil de Carga del Reconectador 4001_RC_027</i>	66
Figura 62 <i>Diagrama Unifilar de Salida 4003</i>	67
Figura 63 <i>Ajustes Encontrados en el Reconectador 4003_RC_029</i>	67
Figura 64 <i>Perfil de Carga del Reconectador 4003_RC_029</i>	68
Figura 65 <i>Ajustes Encontrados en el Reconectador 4003_RC_028</i>	68
Figura 66 <i>Perfil de Carga del Reconectador 4003_RC_028</i>	69
Figura 67 <i>Ajustes Encontrados en el Reconectador 4003_RC_031</i>	69
Figura 68 <i>Perfil de Carga del Reconectador 4003_RC_031</i>	70
Figura 69 <i>Ajustes Encontrados en el Reconectador 4003_RC_032</i>	70
Figura 70 <i>Perfil de Carga del Reconectador 4003_RC_032</i>	71
Figura 71 <i>Comportamiento de las Tensiones ante Fallas en Sistemas Delta</i>	75
Figura 72 <i>Diagramas de Operación de un Reconectador</i>	77
Figura 73 <i>Coordinación Típica en Sistemas de Distribución</i>	78
Figura 74 <i>Cortocircuito al 1% - Salida 5004 (Coordinación actual incorrecta)</i>	80
Figura 75 <i>Cortocircuito al 1% - Salida 5006 (Coordinación actual incorrecta)</i>	81

Figura 76 <i>Cortocircuito al 1% - Salida 5009 (Coordinación actual incorrecta)</i>	82
Figura 77 Evolución del SAIFI en Electro Puno	94
Figura 78 <i>Evolución del SAIDI en Electro Puno</i>	94

Lista de Tablas

Tabla 1 Sistemas Eléctricos de Electro Puno	6
Tabla 2 <i>Resumen de desempeño por tipo de aterramiento</i>	31
Tabla 3 <i>Unidad de análisis – Sistema Eléctrico Juliaca</i>	42
Tabla 4 <i>Población y muestra</i>	43
Tabla 5 <i>Equipos de protección en salida 5004</i>	46
Tabla 6 <i>Equipos de protección en salida 5006</i>	48
Tabla 7 <i>Equipos de protección en salida 5009</i>	49
Tabla 8 <i>Equipos de protección en salida 5022</i>	52
Tabla 9 <i>Equipos de protección en salida 5023</i>	54
Tabla 10 <i>Equipos de protección en salida 5024</i>	59
Tabla 11 <i>Equipos de protección en salida 5025</i>	61
Tabla 12 <i>Equipos de protección en salida 4001</i>	63
Tabla 13 <i>Equipos de protección en salida 4003</i>	66
Tabla 14 <i>Carga máxima registrada en reconectores</i>	72
Tabla 15 <i>Cortocircuitos máximos y mínimos en barras de Electro Puno</i>	73
Tabla 16 <i>Ajustes actuales en totalizadores</i>	80
Tabla 17 <i>Ajustes propuestos en totalizadores</i>	83
Tabla 18 <i>Ajuste propuesto de sobrecorriente de fases (50/51) – Salida 5004</i>	83
Tabla 19 <i>Ajuste propuesto de sobrecorriente de tierra (50N/51N) – Salida 5004</i>	83
Tabla 20 <i>Ajuste propuesto de sobretensión de secuencia cero (59G) – Salida 5004</i>	83
Tabla 21 <i>Función de sobrecorriente de fases (50/51) – Salida 5006</i>	84
Tabla 22 <i>Función de sobrecorriente de tierra (50N/51N) – Salida 5006</i>	84
Tabla 23 <i>Función de sobretensión de secuencia cero (59G) – Salida 5006</i>	84

Tabla 24 <i>Función de sobrecorriente de fases (50/51) – Salida 5009</i>	84
Tabla 25 <i>Función de sobrecorriente de tierra (50N/51N) – Salida 5009</i>	85
Tabla 26 <i>Función de sobrecorriente de fases (50/51) – Salida 5022</i>	85
Tabla 27 <i>Función de sobrecorriente de tierra (50N/51N) – Salida 5022</i>	85
Tabla 28 <i>Función de sobrecorriente de fases (50/51) – Salida 5023</i>	85
Tabla 29 <i>Función de sobrecorriente de tierra (50N/51N) – Salida 5023</i>	86
Tabla 30 <i>Función de sobrecorriente de fases (50/51) – Salida 5024</i>	86
Tabla 31 <i>Función de sobrecorriente de tierra (50N/51N) – Salida 5024</i>	86
Tabla 32 <i>Función de sobrecorriente de fases (50/51) – Salida 5025</i>	87
Tabla 33 <i>Función de sobrecorriente de tierra (50N/51N) – Salida 5025</i>	87
Tabla 34 <i>Función de sobrecorriente de fases (50/51) – Salida 4001</i>	88
Tabla 35 <i>Función de sobrecorriente de tierra (50N/51N) – Salida 4001</i>	88
Tabla 36 <i>Función de sobrecorriente de fases (50/51) – Salida 4003</i>	88
Tabla 37 <i>Función de sobrecorriente de tierra (50N/51N) – Salida 4003</i>	89
Tabla 38 <i>Cantidad de interrupciones en el sistema eléctrico Juliaca – Año 2022</i>	90
Tabla 39 <i>Duración de interrupciones en el sistema eléctrico Juliaca – Año 2022</i>	91
Tabla 40 <i>Cantidad de interrupciones en el sistema eléctrico Juliaca – Año 2023</i>	92
Tabla 41 <i>Duración de interrupciones en el sistema eléctrico Juliaca – Año 2023</i>	93

RESUMEN

Debido al incremento de la demanda de energía y a las crecientes exigencias en cuanto a calidad y confiabilidad del suministro eléctrico; empresas de distribución, como Electro Puno, se ven obligadas a contar con un sistema de protecciones adecuado a lo largo de todas sus redes.

El presente trabajo busca identificar problemas en los sistemas de protecciones de las redes de media tensión de Electro Puno, los cuales impactan considerablemente sobre los indicadores de calidad SAIDI y SAIFI de la empresa, y a su vez elaborar un estudio de coordinación de protecciones en alimentadores críticos, para mejorar dichos indicadores.

Para conseguir los resultados de mejora se realizó un levantamiento de información completo, con lo cual se pudo elaborar un modelado preciso del sistema eléctrico. Adicionalmente, con ayuda del software especializado Digsilent, se realizaron simulaciones de cortocircuito en cada barra y se analizó el comportamiento de las protecciones entre pares de equipos (relés y reconectadores), con lo cual se identificaron que dispositivos no operaban de manera correcta, obteniendo así nuevos ajustes para algunos equipos.

Al parametrizar los dispositivos de protección de los alimentadores críticos, con los ajustes obtenidos en el estudio de coordinación de protecciones, se mejoró la selectividad y confiabilidad del sistema; asimismo, se verificó que hubo una mejora en los indicadores de calidad SAIDI y SAIFI, comparando el antes y después de la implementación del estudio realizado.

Palabras Claves: SAIDI, SAIFI, análisis, protección, selectividad, alimentadores, relé, reconectador, cortocircuito.

ABSTRAC

Due to the increase in energy demand and the growing demands regarding quality and reliability of the electricity supply; Distribution companies, such as Electro Puno, are forced to have an adequate protection system throughout all their networks.

This work seeks to identify problems in the protection systems of Electro Puno's medium voltage networks, which considerably impact the SAIDI and SAIFI quality indicators of the company, and in turn prepare a study of coordination of protections in critical feeders, to improve these indicators.

To achieve the improvement results, a complete information gathering was carried out, with which a precise modeling of the electrical system could be developed. Additionally, with the help of the specialized software Digsilent, short circuit simulations were carried out on each bus and the behavior of the protections between pairs of equipment (relays and reclosers) was analyzed, which identified which devices were not operating correctly, thus obtaining new settings for some equipments.

By parameterizing the protection devices of the critical feeders, with the adjustments obtained in the protection coordination study, the selectivity and reliability of the system was improved; Likewise, it was verified that there was an improvement in the SAIDI and SAIFI quality indicators, comparing before and after the implementation of the study carried out.

Keywords: SAIDI, SAIFI, analysis, protection, selectivity, feeders, relay, recloser, short circuit.

PRÓLOGO

El presente trabajo de investigación está conformado por 6 capítulos, los cuales se describen a continuación:

- En el Capítulo I se muestran los antecedentes investigativos, se describe la realidad problemática, la formulación del problema y la justificación e importancia de la investigación.
- En el Capítulo II se presentan el objetivo general y los objetivos específicos.
- El Capítulo III se refiere al marco teórico, en él se detallan las bases teóricas, los conceptos y definiciones relevantes para el desarrollo del informe. También se muestra el marco conceptual.
- En el Capítulo IV se detalla el diseño metodológico, indicando la unidad de análisis, el tipo, enfoque, nivel y diseño de la investigación, las fuentes de información, población y muestra, técnicas e instrumentos de recolección de datos; y finalmente, el análisis y procesamiento de datos.
- En el Capítulo V se desarrolla la solución del problema planteado, mediante el levantamiento de información y el uso de software especializado, se logra modelar el sistema y se identifican algunos dispositivos con problemas de coordinación. Usando herramientas de simulación y análisis, se obtiene el estudio de coordinación de protecciones, con los nuevos ajustes de protección para relés y reconectadores.
- En el Capítulo VI se realiza el análisis y la discusión de resultando, validando la mejora de los indicadores de calidad SAIDI y SAIFI, posterior a la implementación del estudio de coordinación de protecciones realizado.

CAPÍTULO I. Planteamiento de La Realidad Problemática

1.1 Antecedentes Investigativos

Vilcahuamán (2021)¹, en su investigación, aborda el estudio de coordinación de protecciones y su implementación en los equipos de protección de una Unidad Minera, en su Sistema Eléctrico de Distribución de 22 kV – 4,4 kV – 2.2 kV, con el objetivo de garantizar un suministro de energía confiable y sostenible. Él plantea la siguiente estructura para la elaboración del estudio, la cual inicia con el levantamiento de información en campo, recolección de datos de medición y las plantillas de configuración de cada reconectador y relé de cabecera. También, analiza las fallas más comunes y las de mayor impacto, para lo cual descarga los eventos y los archivos COMTRADE. Posteriormente, modela la red con ayuda del software Digsilent, analiza los flujos de carga y cortocircuitos y elabora un nuevo estudio de coordinación de las protecciones. Finalmente, recomienda implementar los ajustes propuestos para los relés y reconectadores, ya que indicaba que la coordinación de protecciones - en ese momento - presentaba deficiencias.

Paucar y Riveros (2023)² indican que la principal causa de interrupciones en el sistema eléctrico de llave (Puno) en 22.9kV son las descargas atmosféricas, estas a su vez ocasionan la activación de los equipos de protección por fallas monofásicas a tierra, lo que origina que el SAIFI MT supere la tolerancia mínima establecida por Osinergmin. Además, sugieren que es necesario tomar datos de campo de los equipos de protección tales como relés y reconectadores, e ingresarlos a un software de simulación, tal como el *Digsilent Power Factory*, para proponer un nuevo estudio de coordinación de protecciones que brinde soluciones al problema planteado

¹ Vilcahuamán, H. (2021). Estudio de coordinación de protecciones del Sistema Eléctrico de media tensión de la Unidad Minera Kolpa, Huancavelica. [Trabajo de suficiencia profesional, Universidad Nacional del Centro del Perú]. <https://repositorio.uncp.edu.pe/handle/20.500.12894/8107>

² Paucar, V. y Riveros, J. (2023). Estudio de coordinación de protección eléctrica en media tensión de la Subestación de llave 60/22.9. [Tesis de titulación, Universidad Nacional del Altiplano]. http://repositorio.unap.edu.pe/bitstream/handle/20.500.14082/19496/Paucar_Victor_Riveros_Jhampier.pdf?sequence=3&isAllowed=y

líneas arriba, mejorando la selectividad, velocidad, sensibilidad y confiabilidad del sistema eléctrico. Asimismo, recomiendan implementar un correcto sistema de protección ante fallas transitorias, que permita despejar y reponer las mismas, evitando que se generen interrupciones mayores. Para terminar, sugieren que los operadores de centro de control monitoreen constantemente dichos alimentadores.

Valero (2023)³ indica que alrededor del 70% de las interrupciones en el suministro del servicio eléctrico ocurren en la etapa de distribución de energía eléctrica. Además, de la información recogida en campo deduce que la mayor cantidad de fallas son de tipo transitorias, ocasionadas por: Contacto o aproximación de conductores, aisladores rotos o rajados y descargas atmosféricas. Su investigación se centra en el Sistema Eléctrico de Urubamba, en donde identifica que no existe un estudio de coordinación actualizado, y que este a su vez, tampoco ha sido realizado de forma integral ni coordinada entre las empresas de distribución Electro Sur Este y la de generación eléctrica EGEMSA (SET Cachimayo). Sumado a este problema, también manifiesta que los valores de ciertos dispositivos de protección no son los adecuados y que la empresa de distribución tiene planificada la instalación de reconectadores y seccionadores; pero que no cuenta con un estudio integral y acorde con los demás equipos de protección. Explica también el impacto que tienen las interrupciones de suministro eléctrico en el desarrollo normal de las actividades de los clientes, dichas interrupciones son medidas considerando el tiempo de duración (SAIDI) y la frecuencia de ocurrencia (SAIFI), y que a su vez OSINERGMIN ha fijado ciertos parámetros límites a ambos indicadores, los cuales al ser superados podrían representar una penalidad para la empresa distribuidora. Frente a ello, la autora plantea que realizar un estudio de coordinación de protecciones en el Sistema Eléctrico

³ Valero, C. (2023). Estudio de la coordinación de protecciones del Sistema Eléctrico Urubamba. [Tesis de titulación, Universidad Nacional San Antonio Abad del Cusco]. <https://repositorio.unsaac.edu.pe/handle/20.500.12918/8853>

de Urubamba en 10 kV y 22.9 kV, puede mejorar los indicadores de confiabilidad. Para realizar su investigación plantea el siguiente método:

- a. Recopilar la información técnica de los alimentadores UR01, UR02 y UR04, incluyendo interrupciones, SAIFI, SAIDI, características técnicas y parámetros de los equipos de protección, entre otros.
- b. Analizar, evaluar e interpretar la información recolectada.
- c. Ingresar y procesar información en el software DIGSILENT PowerFactory 15.1.7 para su posterior análisis e interpretación de resultados.
- d. Proponer soluciones destinadas a mejorar la confiabilidad de los alimentadores UR01, UR02 y UR04.
- e. Finalmente, validar la hipótesis planteada.

Su investigación es de tipo aplicada, con enfoque cuantitativo a nivel descriptivo y con un diseño experimental ya que hace uso de simulaciones en el software DigSILENT Power Factory 15.1.7. Para concluir, recomienda llevar a cabo una actualización periódica del estudio de coordinación de protecciones, debido al constante crecimiento de las redes de distribución.

1.2 Descripción de la Realidad Problemática

Actualmente, el sector eléctrico en general, enfrenta desafíos constantes debido al aumento continuo de la demanda de energía y a las crecientes exigencias en cuanto a calidad y confiabilidad del suministro. Las empresas de distribución no son ajenas a dichos retos, por lo que deben buscar soluciones efectivas para cumplir con tales requerimientos.

Electro Puno S.A.A. (en adelante ELPU) tiene la responsabilidad de suministrar energía eléctrica de calidad en la región de Puno. Para llevar a cabo esta tarea, ELPU cuenta con una infraestructura compuesta por:

- a. Un Sistema de Sub-Transmisión con líneas en 60 kV, en los tramos que comprenden Juliaca, Puno - Ilave - Pomata, Azángaro - Antauta, Azángaro - Putina - Ananea y Putina – Huancané.

- b. La Central Hidroeléctrica de Chijisia, la cual dispone de tres turbinas hidráulicas de tipo Pelton, con dos unidades generadoras de 1.2 MW y una de 1.29 MW.
- c. Un Sistema de Distribución, que cuenta con subestaciones de transformación de potencia, redes de distribución en media tensión, equipos de protección, alumbrado público, entre otros.

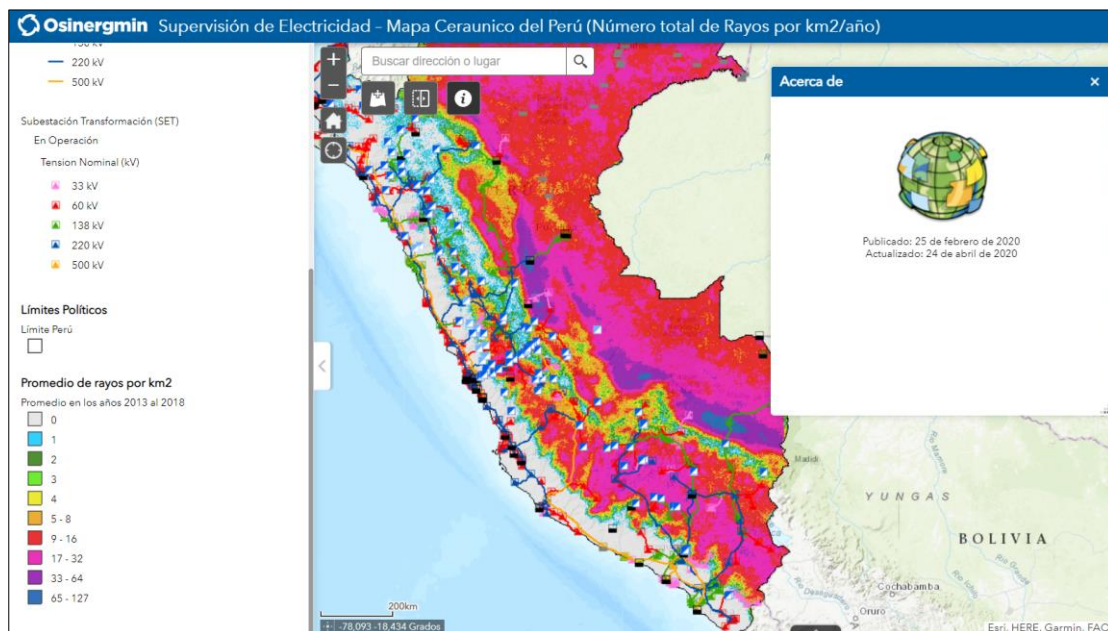
Como se muestra en la **Figura 1**, Puno es una región de la sierra sur del Perú que se caracteriza por contar con los niveles isoceraúnicos más elevados del país, acompañados de tormentas, descargas atmosféricas y frecuentes lluvias; las cuales son fuente de interrupciones transitorias en el suministro eléctrico. Las cuales, si no son despejadas oportunamente por los equipos de protección de las redes de media tensión (reconectores), pueden ocasionar cortes de energía por periodos largos, lo que a su vez originaría que los índices de calidad de suministro eléctrico se incrementen, perjudicando así el Plan Estratégico Empresarial⁴ 2022 – 2026 planteado por ELPUNO. Estas interrupciones se evalúan mediante la duración de las mismas (SAIDI) y su frecuencia (SAIFI). Si los cortes de energía superan los límites establecidos por OSINERGMIN, la empresa encargada de la comercialización y distribución de energía eléctrica en la zona será sancionada de acuerdo con la escala de multas y penalidades del anexo 13 del OSINERGMIN⁵.

⁴ Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad de Puno Sociedad Anónima Abierta [Electro Puno S.A.A.] (2023). Memoria anual 2022.
<https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/4325121/MEMORIA%20ANUAL%202022.pdf>

⁵ Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería [OSINERGMIN] (2020). Norma RC 211-2020-OS/CD. Anexo 13 de la Escala de Multas y Sanciones de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica.

Figura 1

Mapa Ceráunico del Perú



Nota. La figura muestra el número total de rayos por km²/año en el Perú. Fuente: OSINERGHMIN (2020).

Esto, sumado a otros problemas como, el desgaste de los aislamientos, deterioro de los conductores, falsos contactos, postes chocados, entre otros; representan un gran desafío para los planes de mejora de los índices de calidad de suministro de ELP. Dichos factores ocasionan cortes de energía en zonas de concesión de ELP, que impactan de manera negativa a sus usuarios, generándoles serias alteraciones en sus actividades diarias.

La Tabla 1 nos muestra que los Sistemas Eléctricos de ELECTRO PUNO, de los cuales solo las ciudades de Juliaca y Puno tienen implementados dos sistemas eléctricos, a fin de separar la zona urbana de la zona rural en cada ciudad, dado que cada zona posee condiciones técnicas y operativas distintas, las cuales son caracterizadas por su respectivo sector típico determinado por OSINERGHMIN.

Tabla 1

Sistemas Eléctricos de Electro Puno

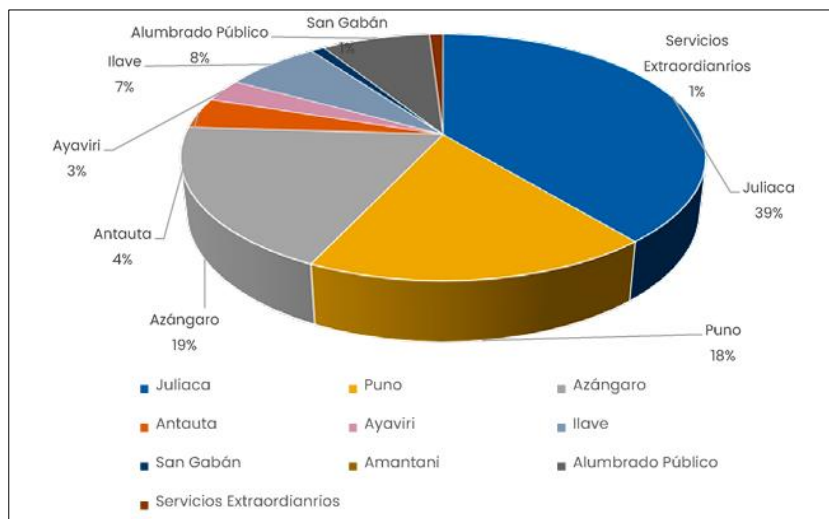
N°	Código	Sistema Eléctrico	Sector Típico	Área de Influencia	Barra de Compra
1	SE0025	Juliaca	2	Juliaca (5004, 5005, 5006, 5008, 5009)	Juliaca 10 kV
2	SE0238	Juliaca Rural	4	Juliaca (5007, 5010, 5011, 5021, 5022, 5023, 5024, 5025)	Juliaca 22.9 kV
	SR0124	SER001 Juliaca	4	Huancané (4001, 4002, 4003)	
3	SE0026	Puno	2	Puno (0102, 0103, 0104)	Puno 22.9 kV
4	SE0239	Puno Baja Densidad	4	Puno (0101, 0105, 0106)	Puno 60 kV
	SR0125	SER002 Puno	4	Totorani (0201, 0202)	
5	SE0030	Ilave - Pomata	4	Ilave (1001, 1002, 1003) Pomata (2001, 2002, 2003, 2004)	
6	SE0027	Azángaro	4	Azángaro (8002) Ananea (3001, 3002, 3003, 3004, 3005, 3006, 3007) Chijisia (7501, 7502)	Azángaro 22.9 kV
7	SE0237	Azángaro Rural	4	Azángaro (8001)	
	SR0122	SER003 Azángaro	4		
8	SE0028	Antauta	4	Antauta (9001, 9002)	Azángaro 60 kV
	SR0135	SER006 Antauta	4		
9	SE0029	Ayaviri	4	Ayaviri (6001, 6002, 6003, 6004)	Ayaviri 10 kV
	SR0123	SER004 Ayaviri	4		Ayaviri 22.9 kV
10	SE0220	San Gabán	4	San Gabán (9501)	San Gabán 13.8 kV
	SR0292	SER007 San Gabán	4		

Nota. Fuente: Memoria Anual 2022 ELECTRO PUNO

Como se observa en la **Figura 2**, actualmente el Sistema Eléctrico Juliaca representa el 39% de los ingresos por ventas de energía eléctrica y concentra el 40% de los clientes totales de ELPU, según se muestra en la **Figura 3**.

Figura 2

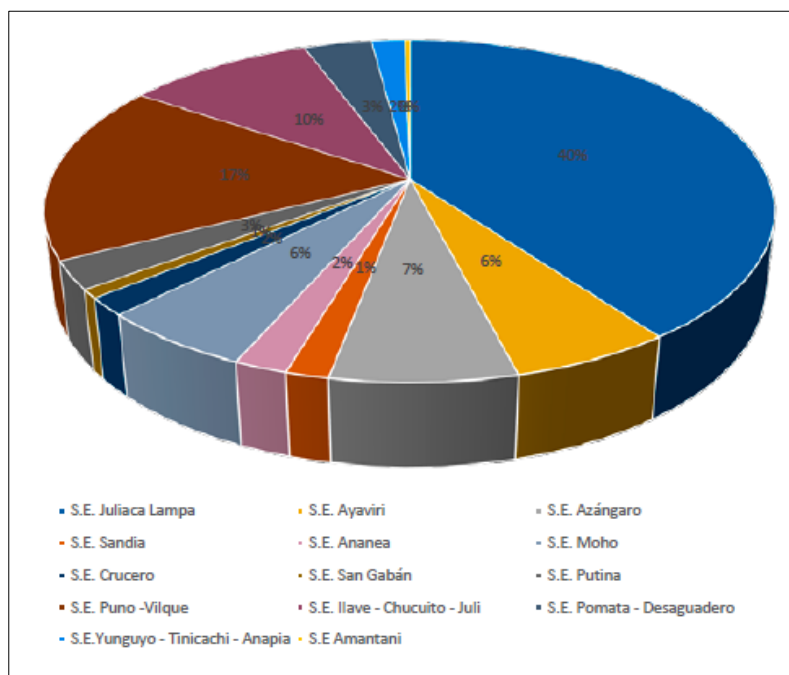
Detalle de la Venta de Energía Eléctrica por Sistema Eléctrico.



Nota. Fuente: Memoria Anual 2021 ELECTRO PUNO

Figura 3

Detalle de la Cantidad de Clientes por Sistema Eléctrico.



Nota. El sistema eléctrico Juliaca concentra al 40% de clientes de ELPU. Fuente:

Memoria Anual 2021 ELECTRO PUNO.

Esto significa que el Sistema Eléctrico Juliaca tiene un gran impacto en la calidad del suministro eléctrico de la empresa. ELECTRO PUNO ha detectado problemas de coordinación de protecciones en dicho sistema eléctrico entre relés y reconectadores, ya que existen fallas transitorias aguas abajo de algunos reconectadores, que no están siendo detectadas por los mismos. Estas fallas ocasionan disparos no selectivos en los relés de cabecera ubicados en la subestación perteneciente a REP, dejando sin suministro eléctrico a todo el ramal, afectando a un gran número de clientes.

También existen problemas de selectividad entre reconectadores, lo que ocasiona que, ante eventos de falla, se produzcan operaciones erróneas de algunos reconectadores. Esto, sumado a las dificultades que enfrentan las cuadrillas para acceder a ciertos segmentos o tramos de las líneas eléctricas representan un desafío significativo. Estas barreras de acceso, que pueden deberse a terrenos complicados, ubicaciones remotas o condiciones adversas, generan un aumento considerable en los tiempos de respuesta.

Como resultado, el restablecimiento del suministro eléctrico se ve afectado negativamente, ya que se complican las tareas de reparación y mantenimiento necesarias en dichos tramos, prolongando de manera notable el tiempo necesario para reponer el servicio en su totalidad; lo que a su vez influye directamente en sobre los índices de calidad SAIDI y SAIFI.

1.3 Formulación del Problema

1.3.1 Problema general

¿De qué manera se mejora los indicadores de calidad SAIDI y SAIFI en la Empresa de Distribución Electro Puno S.A.A.?

1.3.2 Problemas específicos

- a. ¿Qué equipos de protección existentes en el Sistema Eléctrico Juliaca no se encuentran debidamente coordinados?
- b. ¿Qué impacto tienen las fallas transitorias y permanentes del Sistema Eléctrico Juliaca sobre los indicadores de calidad de suministro eléctrico en ELECTRO PUNO S.A.A.?

- c. ¿Cómo se pueden mejorar los indicadores SAIDI y SAIFI en ELECTRO PUNO frente al riesgo de fallas transitorias y permanentes en el Sistema Eléctrico Juliaca?

1.3.3 Justificación e importancia de la investigación

La importancia de la electricidad en la economía exige un servicio continuo, confiable y seguro, lo que hace fundamental contar con sistemas de protección adecuados y actualizados tecnológicamente. Empresas como ELPU, la única distribuidora de la región Puno, deben cumplir con los estándares de calidad establecidos por la NTCSE y NTCSE, ya que el incumplimiento de indicadores como SAIFI y SAIDI puede conllevar sanciones económicas y pérdidas financieras por la energía no vendida y el mantenimiento de equipos. Además, las interrupciones no solo afectan a los usuarios, como empresas y comercios que dependen de la electricidad, sino que también generan riesgos para la seguridad de las personas debido a posibles accidentes eléctricos y problemas asociados a la falta de energía, como robos o falta de iluminación.

CAPÍTULO II. Objetivos

2.1 Objetivos

2.1.1 *Objetivo General*

Elaborar el estudio de coordinación de protecciones del Sistema Eléctrico Juliaca para mejorar los indicadores de calidad SAIDI y SAIFI en ELECTRO PUNO S.A.A.

2.1.2 *Objetivos Específicos*

- a. Identificar equipos de protección existentes en el Sistema Eléctrico Juliaca no se encuentran debidamente coordinados
- b. Analizar el impacto que tienen las fallas transitorias y permanentes del Sistema Eléctrico Juliaca sobre los indicadores de calidad de suministro eléctrico en ELECTRO PUNO S.A.A.
- c. Proponer un estudio de coordinación de protecciones óptimo en el Sistema Eléctrico Juliaca.

CAPÍTULO III. Marco Teórico y Marco Conceptual

3.1 Bases Teóricas

3.1.1 *Sistemas Eléctricos de Distribución*

Según Glover et al. (2011) los sistemas distribución representan la última etapa en el suministro de energía eléctrica y son los responsables de transportar la electricidad desde las subestaciones de potencia hasta los usuarios finales.⁶

Estos sistemas básicamente están conformados por: transformadores, líneas de distribución, interruptores y equipos de protección (Grainger & Stevenson, 1994)⁷.

Glover et al. (2011) también indica que la distribución se divide en dos niveles:

- a. Distribución primaria (en media tensión) entre 1 kV y 36 kV, abarca el transporte de energía a través de las redes eléctricas, desde las subestaciones de potencia hasta los transformadores de distribución, los cuales reducen esas tensiones a niveles aptos para los usuarios (domésticos o industriales).
- b. Distribución secundaria (en baja tensión) menor a 1 kV, mediante la cual se entrega la energía directamente a los consumidores.

En Perú, es común encontrar redes primarias en 33 kV, 22.9 kV, 13.2 kV y en algunas zonas 10 kV; por su parte las redes secundarias en 220 V y 380 V se derivan de la red de distribución primaria, la reducción a estos niveles se realiza mediante transformadores en las subestaciones distribución.

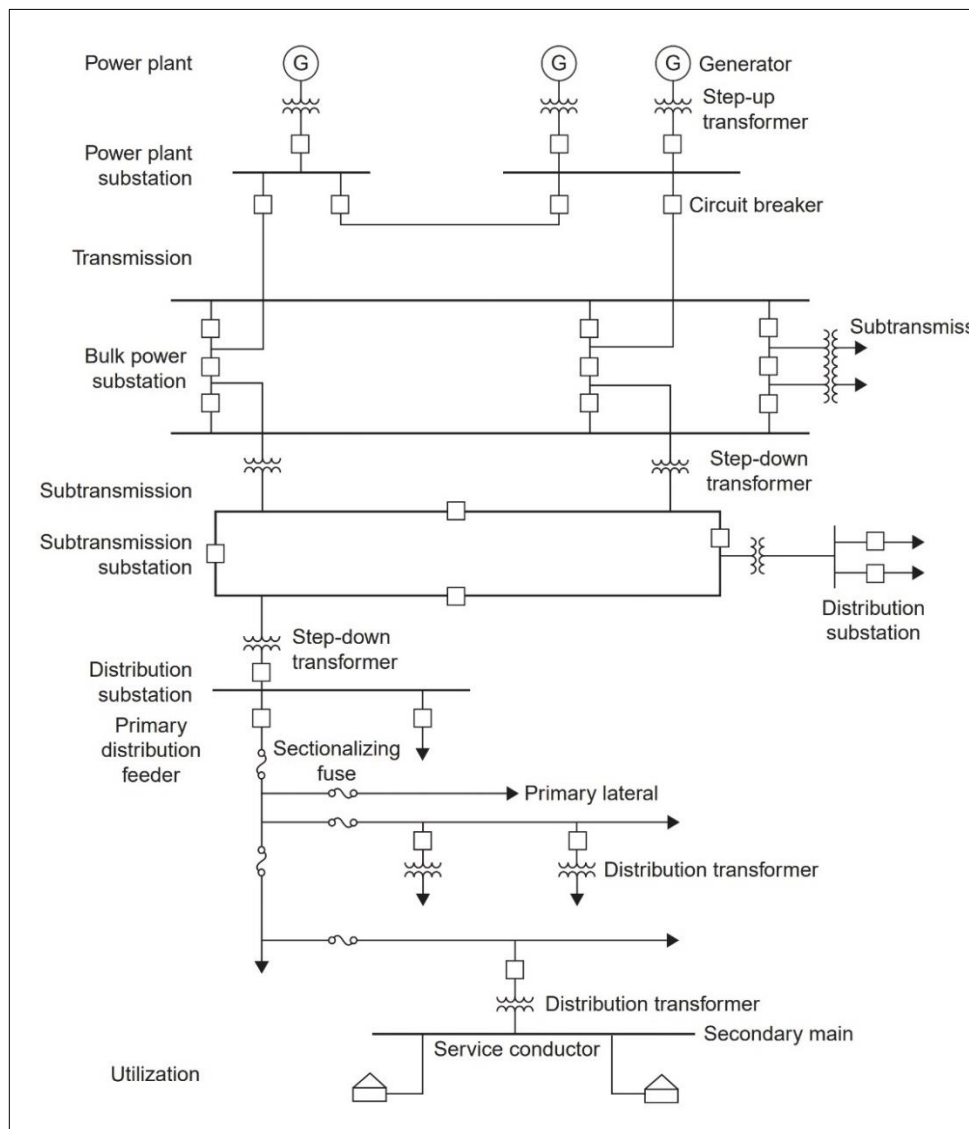
⁶ Glover et al (2011). *Power System Analysis and Design* (5ª ed.). Cengage Learning.

⁷ Grainger, J., & Stevenson, W. (1994). *Power System Analysis* (1ª ed.). McGraw-Hill.

Actualmente, sumado a los dispositivos de protección tradicionales, en sistemas de distribución modernos podemos encontrar reconectores y monitores de falla; que ayudan a mejorar la confiabilidad del sistema y permiten detectar las mismas, de una manera precisa.

En la **Figura 4**, se muestra cómo el sistema de distribución se integra con la transmisión y la generación, conformando así un Sistema Eléctrico de Potencia.

Figura 4
Sistema Eléctrico de Potencia



Nota. Fuente: Glover et al (2011). Power System Analysis and Design (5ª ed.)

3.1.2 Topología de redes

En la distribución primaria podemos encontrar distintas topologías de redes, según Espinosa y Lara (1990)⁸ estas son las más utilizadas:

Red de topología radial.

Red de topología en anillos.

Red de topología en mallas.

Red de topología en doble derivación.

Red de topología en derivación múltiple.

Red de topología de alimentadores selectivos.

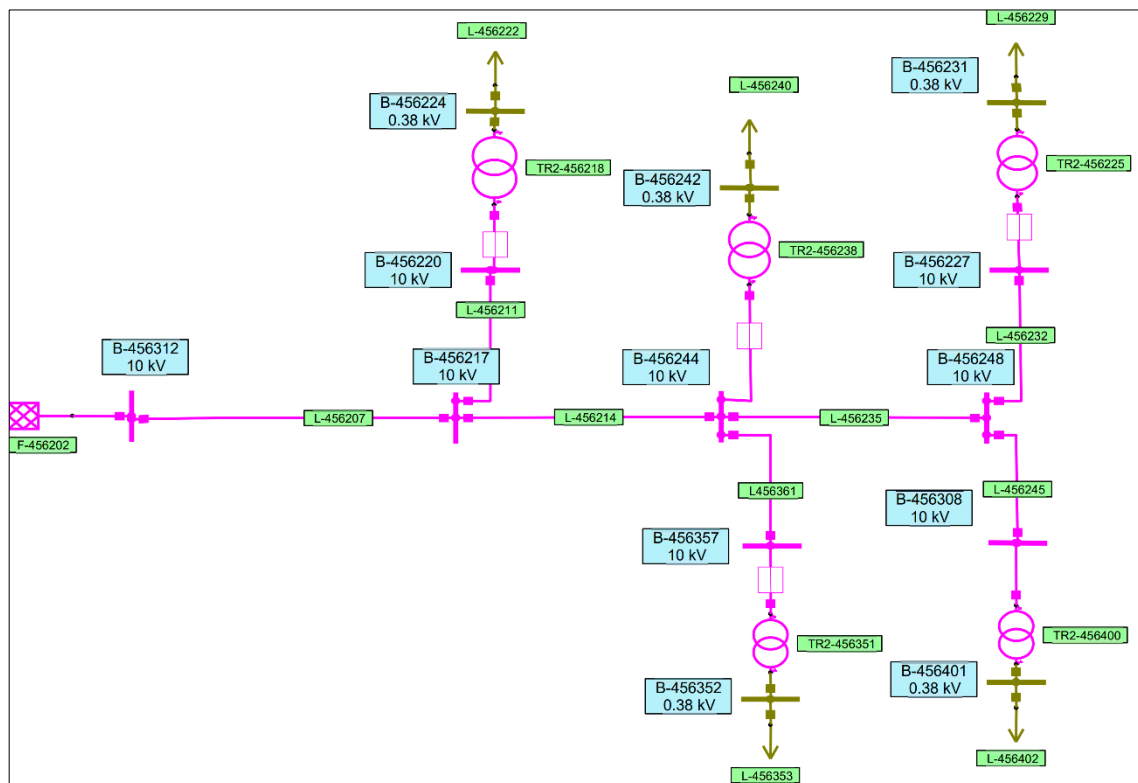
3.1.2.1 Red de Topología Radial

Espinosa y Lara (1990) indican que esta topología se caracteriza por que el flujo de corriente va en una sola dirección, desde la fuente hacia las cargas, tal como se puede apreciar en la **Figura 5**. Este tipo de arreglo es uno de los más utilizados en distribución, ya que es simple y económico. En esta topología, se puede encontrar lo siguiente:

- a. Redes aéreas
- b. Redes mixtas
- c. Redes subterráneas.

⁸ Espinosa, R. y Lara, A. (1990). *Sistemas de Distribución* (1ª ed.). Editorial Limusa.

Figura 5
Red Radial



Nota. Fuente: Valero, C. (2023). Estudio de la coordinación de protecciones del Sistema Eléctrico Urubamba.

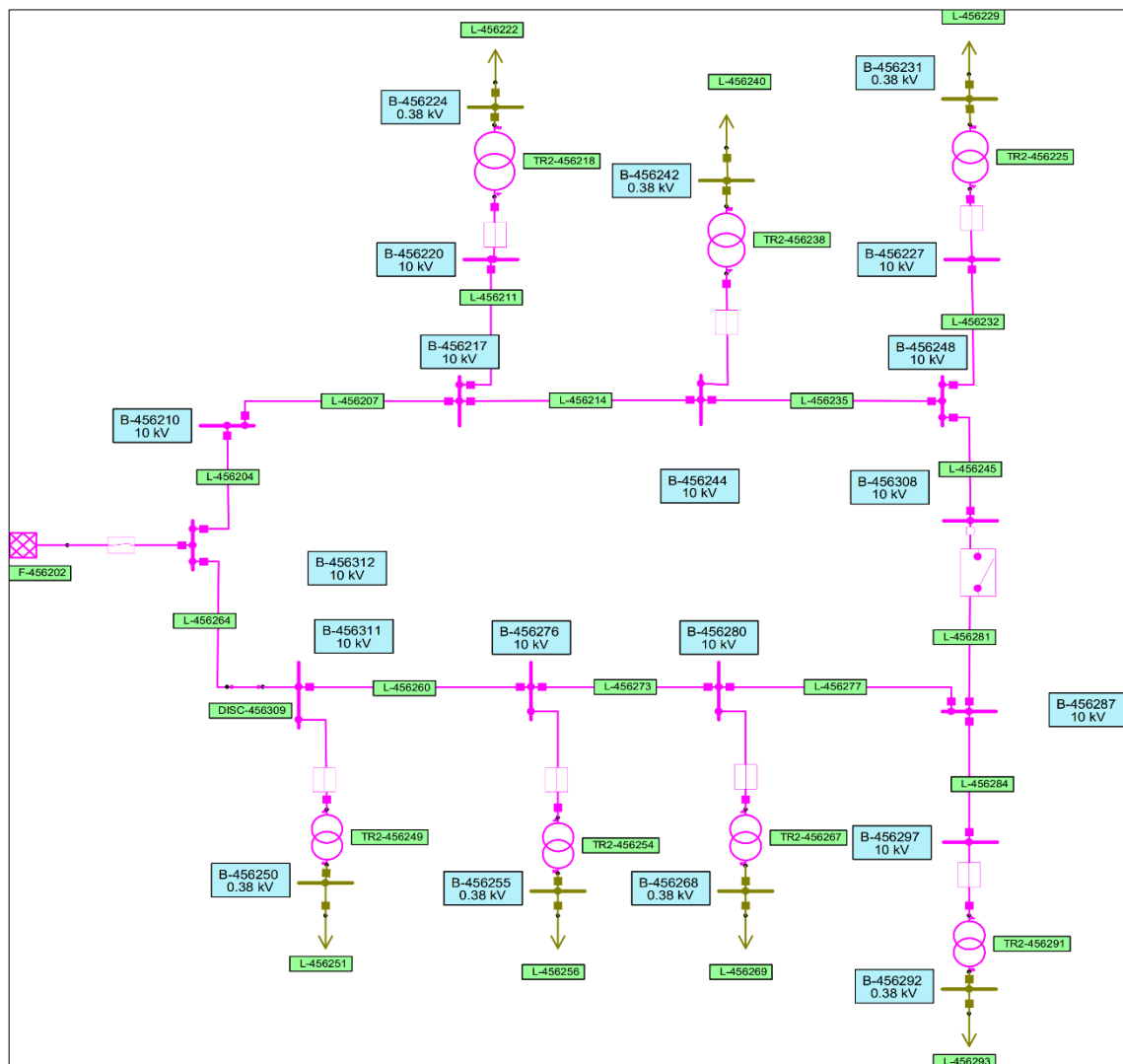
3.1.2.2 Red de Topología en Anillos

Anillo abierto. Este arreglo cuenta con un punto normalmente abierto en el anillo, el cual se encuentra localizado generalmente en el punto medio entre dos alimentadores (**ver Figura 6**). En caso de una falla en el anillo, se aísla la zona afectada para el mantenimiento respectivo, y se realizan las maniobras de cierre en el punto abierto (Espinosa y Lara, 1990).

Esto permite que el flujo de energía se redistribuya, es decir, cambia la dirección en ciertos tramos, pero también complica los estudios de coordinación (Valero, 2023).

Esta topología funciona normalmente como una radial, con la diferencia de que cada punto puede ser alimentado por dos caminos diferentes.

Red en Anillo Normalmente Abierto



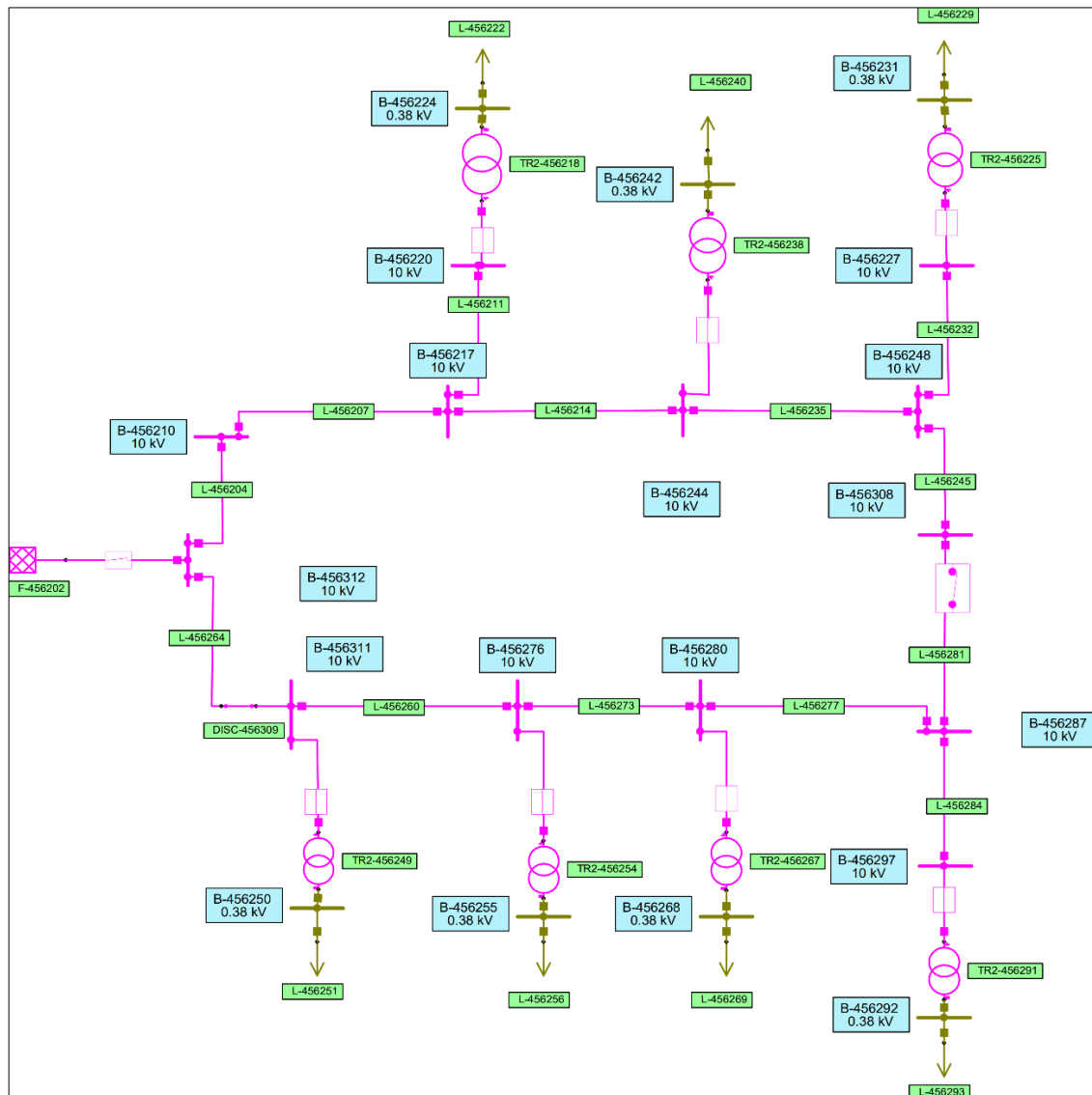
Nota. Fuente: Valero, C. (2023). Estudio de la coordinación de protecciones del Sistema Eléctrico Urubamba.

Anillo cerrado. Esta topología es similar a la anterior, con la diferencia de que no tiene el punto abierto (**ver Figura 7**). Es decir, cada punto está alimentado por sus dos extremos a la vez. Este tipo de arreglo se utiliza en áreas amplias, donde es indispensable optimizar la confiabilidad del sistema eléctrico (Espinosa y Lara, 1990).

Sin embargo, esto ocasiona un aumento en la complejidad de la operación y de los estudios de coordinación (Valero, 2023).

Figura 7

Red en Anillo Normalmente Cerrado



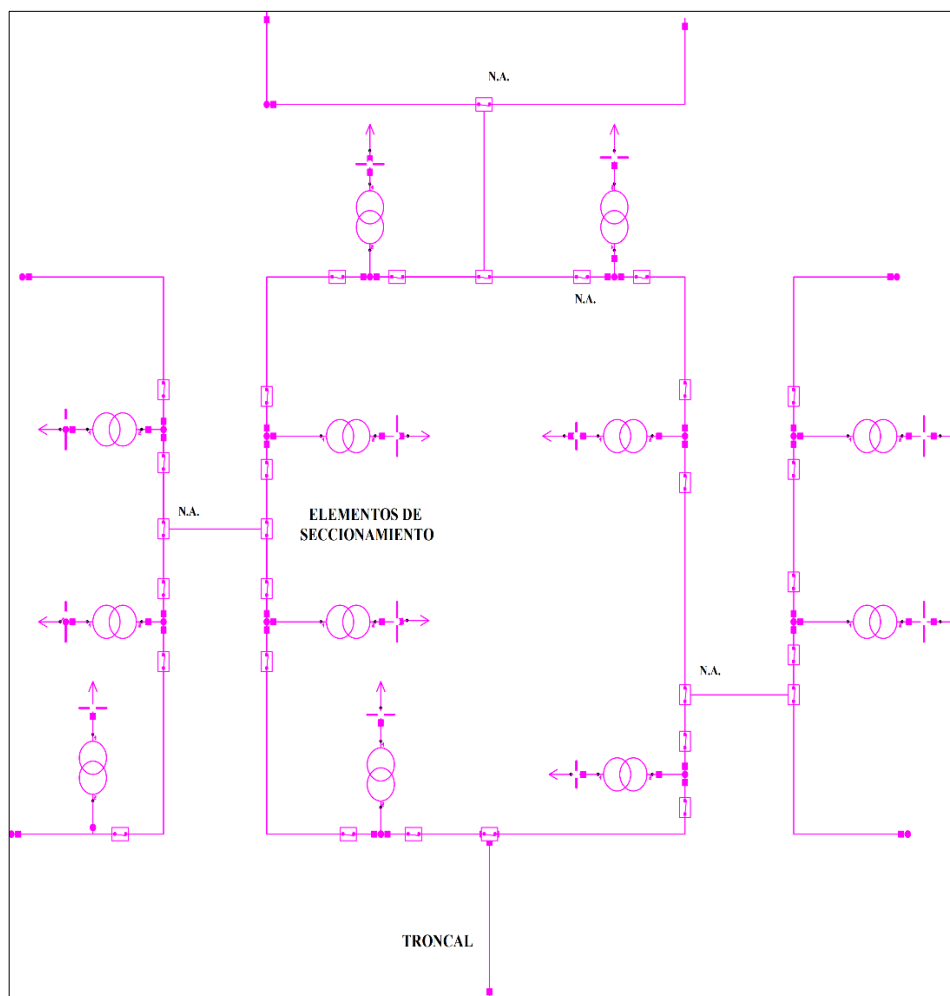
Nota. Fuente: Valero, C. (2023). Estudio de la coordinación de protecciones del Sistema Eléctrico Urubamba.

3.1.2.3 Red de Topología en Mallas

Como se muestra en la **Figura 8**, en esta topología las subestaciones de distribución se conectan en seccionamiento, y forman anillos de igual sección junto con los cables. Estos anillos operan radialmente, manteniendo normalmente abierto uno de los dispositivos de seccionamiento, interruptor o seccionador, en la subestación ubicada aproximadamente al centro. Además, existen conexiones entre los anillos para garantizar la alimentación en caso de emergencia (Espinosa y Lara, 1990).

Figura 8

Red en Mallas



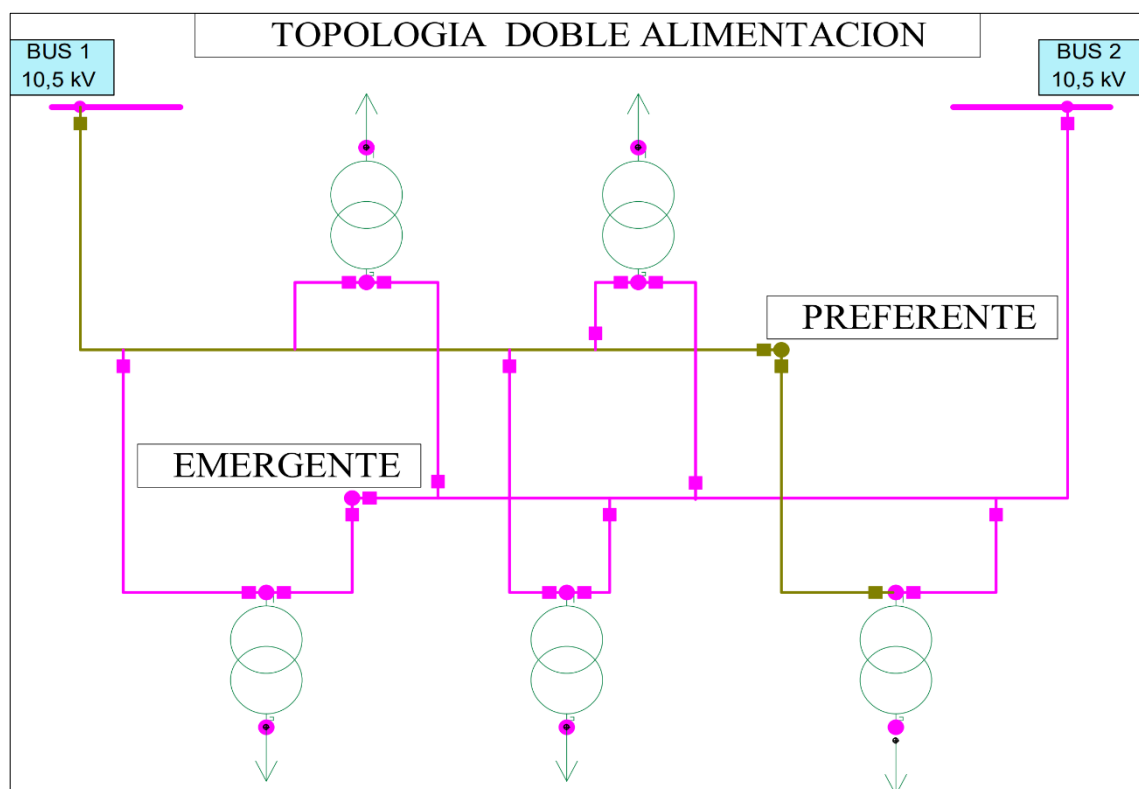
Nota. Fuente: Valero, C. (2023). Estudio de la coordinación de protecciones del Sistema Eléctrico Urubamba.

3.1.2.4 Red de Topología en Doble Derivación

En esta topología se disponen cables por pares, de sección uniforme para los cables troncales y de menores calibres para las derivaciones. Generalmente se utilizan este tipo de redes en zonas industriales, comerciales o de turismo; que requieren doble alimentación para garantizar una mayor continuidad del servicio. Su operación se basa en un esquema de alimentadores preferentes y emergentes (**ver Figura 9**), con transferencias manuales o automáticas, siguiendo el principio de cambio de alimentación (Espinosa y Lara, 1990).

Figura 9

Red en Doble Derivación



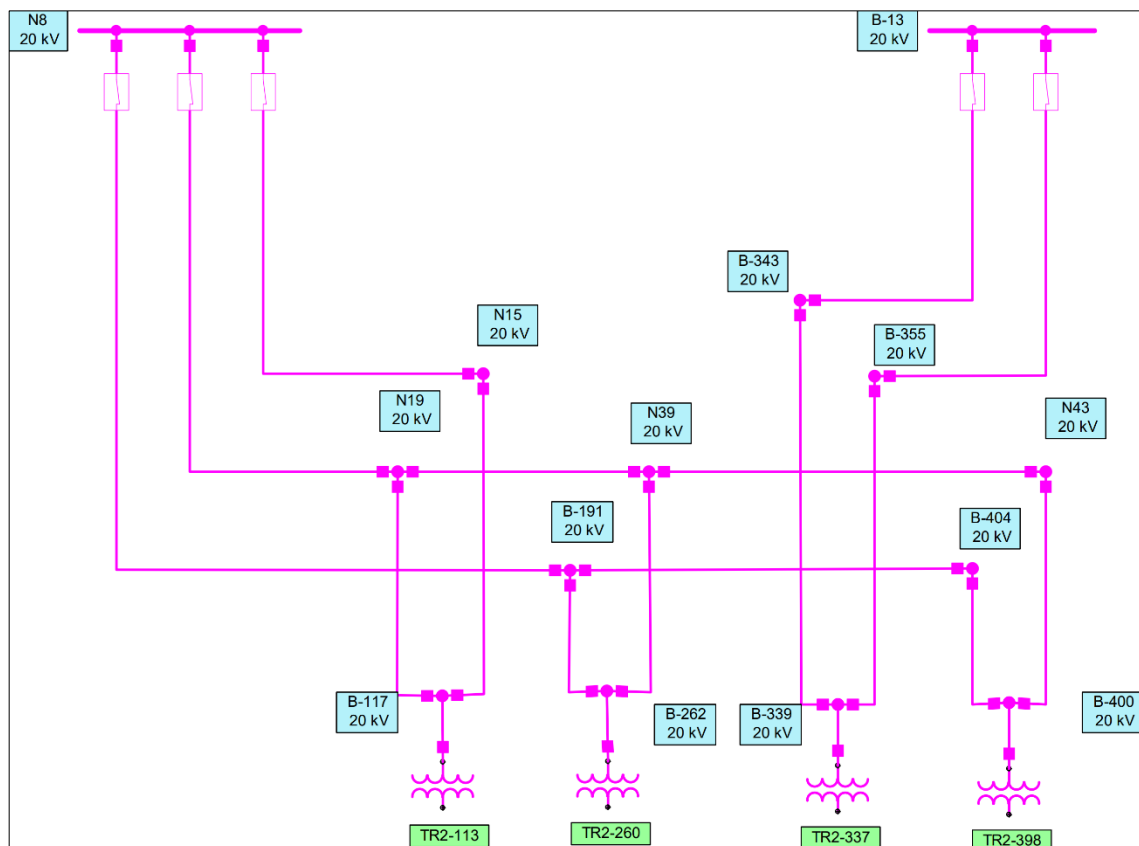
Nota. Fuente: Valero, C. (2023). Estudio de la coordinación de protecciones del Sistema Eléctrico Urubamba.

3.1.2.5 Red de Topología en Derivación Múltiple

Está conformada por múltiples alimentadores que contribuyen simultáneamente a la carga. Como podemos apreciar en la **Figura 10**, este tipo de topología es una variante de las redes de derivación doble, ya que se basan en el mismo principio, con la diferencia de que este tipo de red permite suministrar energía a un área más extensa, debido a que cuenta con mayor cantidad de alimentadores (Espinosa y Lara, 1990).

Figura 10

Red en derivación múltiple



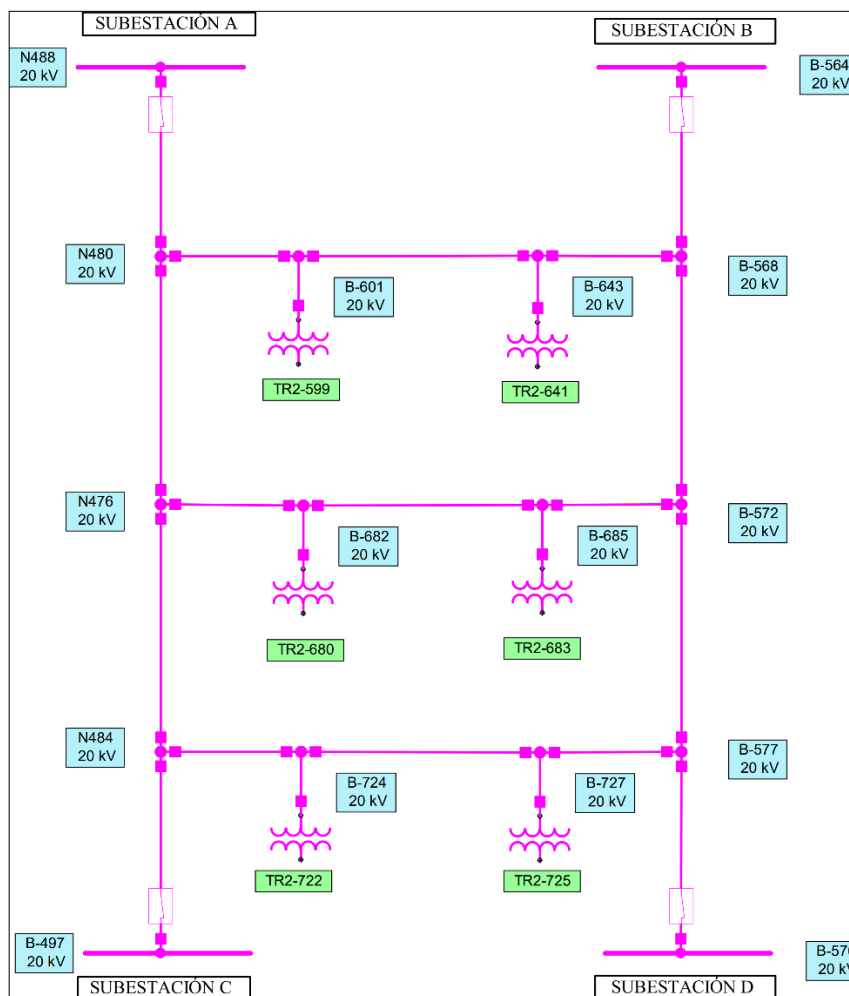
Nota. Fuente: Valero, C. (2023). Estudio de la coordinación de protecciones del Sistema Eléctrico Urubamba.

3.1.2.6 Red de Topología de Alimentadores Selectivos

Esta topología está compuesta por cables troncales que vienen preferentemente de subestaciones distintas y llegan hasta la zona que se desea abastecer; de esas troncales se derivan cables de menor calibre que unen las troncales entre sí, siguiendo el principio de doble alimentación (**ver Figura 11**). Los transformadores de distribución se reparten entre pares de alimentadores troncales, conectados a ellos a través de seccionamientos (Espinosa y Lara, 1990).

Figura 11

Red de Alimentadores Selectivos



Nota. Fuente: Valero, C. (2023). Estudio de la coordinación de protecciones del Sistema Eléctrico Urubamba.

3.1.3 Transformadores de instrumentación

Según la publicación técnica de Schneider Electric (2003)⁹ en todo circuito mayor a 1 kV es necesario el uso de equipos que reduzcan los niveles de tensión y corriente, a magnitudes eléctricas aptas para los dispositivos de medición, protección y control. Estos equipos también son los responsables de separar galvánicamente al circuito principal de los aparatos electrónicos, que son accesibles para los operarios, lo que ayuda a garantizar la seguridad de las personas. Normalmente en la industria, podemos encontrar dos tipos:

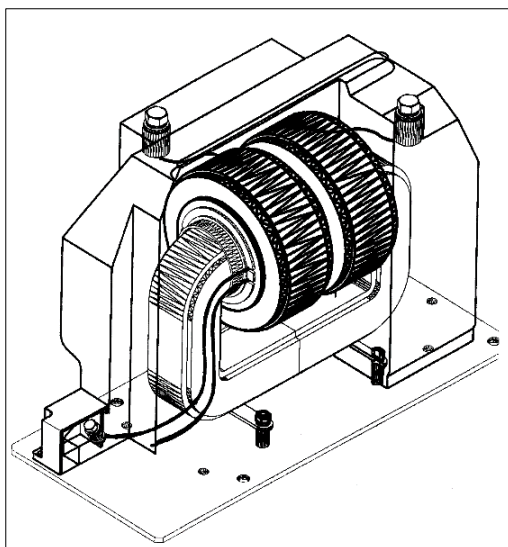
- a. Transformadores de tensión.
- b. Transformadores de corriente.

3.1.3.1 Transformadores de tensión

Schneider (2003) indica que su funcionamiento está basado en cambiar el nivel de tensión del circuito principal o primario, a otra tensión inferior en sus bornes secundarios (**ver Figura 12**).

Figura 12

Transformador de Tensión



Nota. Fuente: Schneider Electric (2003). Publicación Técnica N° 071 Protecciones Eléctricas en MT.

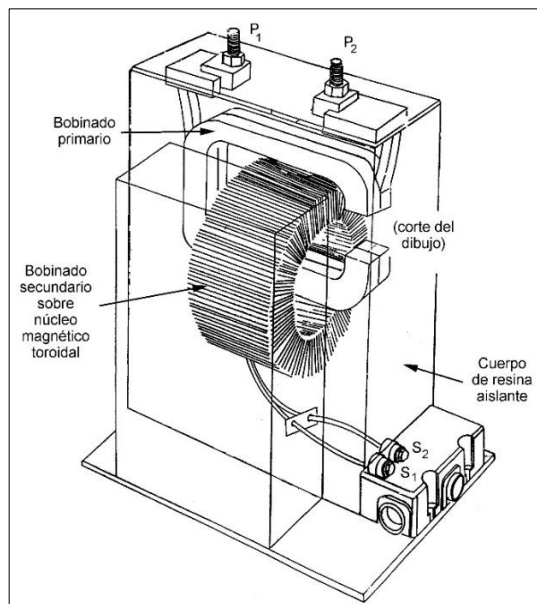
⁹ Schneider Electric (2003). Publicación Técnica N° 071 Protecciones Eléctricas en MT.

3.1.3.2 Transformadores de corriente

En distribución en media tensión, los transformadores de corriente (**ver Figura 13**) cumplen dos funciones de suma importancia; la primera, reducir la corriente a valores lo suficientemente pequeños para ser medidos por los dispositivos electrónicos (relés, medidores, etc.); y la segunda, dar seguridad a las personas en la operación de dichos dispositivos (Schneider, 2003).

Figura 13

Transformador de Corriente



Nota. Fuente: Schneider Electric (2003). Publicación Técnica N° 071 Protecciones Eléctricas en MT.

3.1.4 Esquemas de conexión a tierra o regímenes de neutro

Schneider Electric (2003) los clasifica en 5 casos posibles, y detalla a cada uno como se muestra a continuación:

3.1.4.1 Neutro Aislado

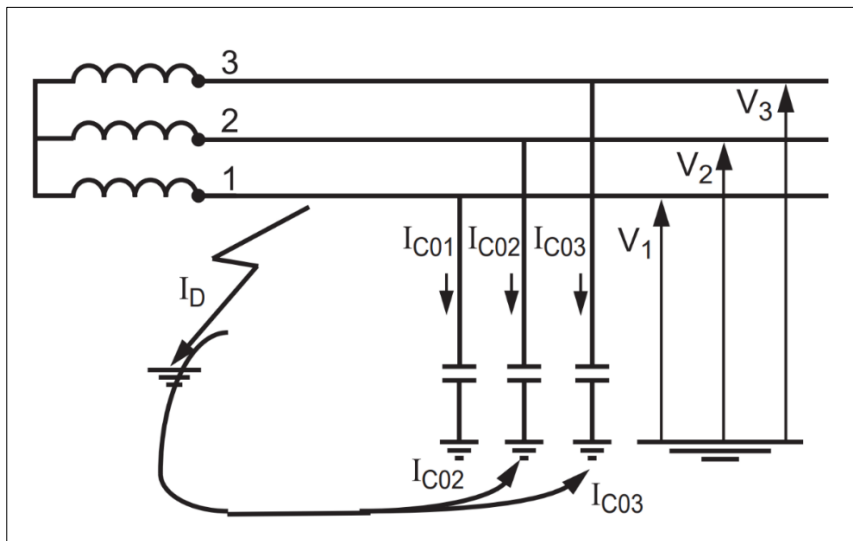
En la **Figura 14** podemos observar este tipo de conexión de neutro aislado y su comportamiento frente a fallas a tierra, este esquema se caracteriza por presentar:

- Bajas corrientes de falla a tierra.
- Sobretensiones elevadas.

Por ende, permite una mayor continuidad en el suministro, ya que este no se ve interrumpido por disparos indeseados, pero ello involucra un riesgo de daño en los componentes del sistema.

Figura 14

Falla en Red de Distribución en MT con Neutro Aislado



Nota. Fuente: Schneider Electric (2003). Publicación Técnica N° 071 Protecciones Eléctricas en MT.

Consideraciones importantes:

- Intensidad de defecto = Corriente capacitiva total.

$$I_D = I_{COT} = 3C \cdot w \cdot V \text{ (ver Figura 15)}$$

Donde:

C = capacitancia de la línea en $\mu F/km$ (dato del fabricante).

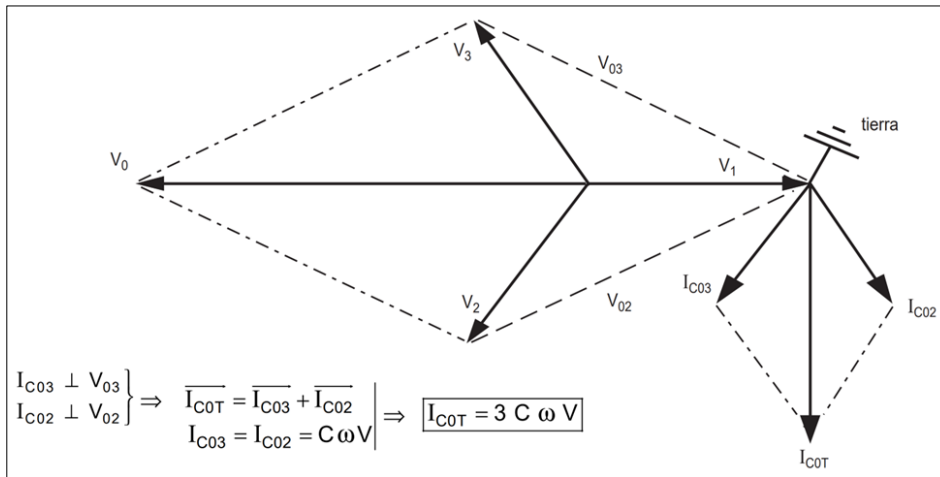
w = velocidad angular de la corriente alterna ($w = 2\pi f$;

si $f = 60 \text{ Hz} \Rightarrow w = 377 \text{ rad/s}$).

V = tensión compuesta o de línea.

Figura 15

Análisis Fasorial de Fallas Monofásicas a Tierra con Neutro Aislado



Nota. Fuente: Schneider Electric (2003). Publicación Técnica N° 071 Protecciones Eléctricas en MT.

- b. Si la corriente I_D es baja, el sistema podría seguir operando con una falla presente, para mantener la continuidad del suministro eléctrico.
- c. Se debe tener en cuenta que ocurrirán sobretensiones permanentes en las fases no falladas, ocasionadas por el desplazamiento del punto neutro.
- d. El principal problema de este esquema es que se hace difícil la detección de fallas a tierra, ya que frecuentemente son muy pequeñas. Es por ello que en ciertos casos se debe recurrir a protecciones direccionales a tierra y/o protecciones de tensión considerando el desplazamiento del punto neutro.

3.1.4.2 Neutro Rígido Puesto a Tierra

Como se observa en la **Figura 16** al ocurrir una falla en una de las fases, la corriente de falla o de defecto, circulará por el camino más fácil, es decir, a través del aterramiento del punto neutro.

Consideraciones importantes:

- a. Las corrientes capacitivas se pueden considerar despreciables para este análisis

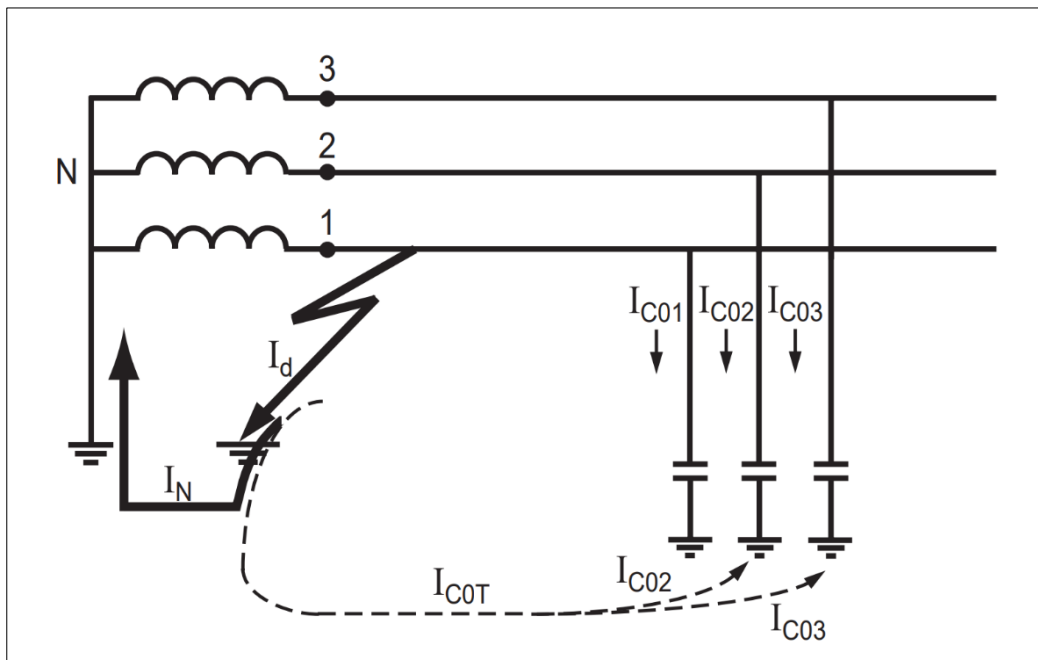
$$I_N \gg \gg I_{COT} \Rightarrow I_d \cong I_{COT}$$

- b. El *National Electrical Safety Code* (NESC) o ANSI Standard C2 es bastante específico en cuanto a que un sistema trifásico de cuatro cables debe tener un neutro con múltiples conexiones a tierra **(ver Figura 17)**, por cuestiones económicas y de seguridad para las personas (Institute of Electrical and Electronics Engineers [IEEE], 2023)¹⁰.
- c. En sistemas trifásicos de tres hilos un solo punto de puesta a tierra es suficiente **(ver Figura 18)**. Estos sistemas se utilizan comúnmente en sistemas industriales, ya que estos cuentan en su mayoría con motores trifásicos y no tienen la necesidad de utilizar un neutro para sus cargas. Normalmente, las cargas son colocadas bifásicas y trifásicas por lo que el desbalance es casi nulo.
- d. Este sistema se caracteriza por tener nula influencia de las corrientes capacitivas, presenta sobretensiones limitadas y facilita la identificación de la falla; ya que las corrientes son elevadas, esto hace posible que para detectar la falla sea suficiente utilizar la suma de las tres corrientes de fase.

¹⁰ Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2023). National Electrical Safety Code (ANSI Standard C2-2023). IEEE.

Figura 16

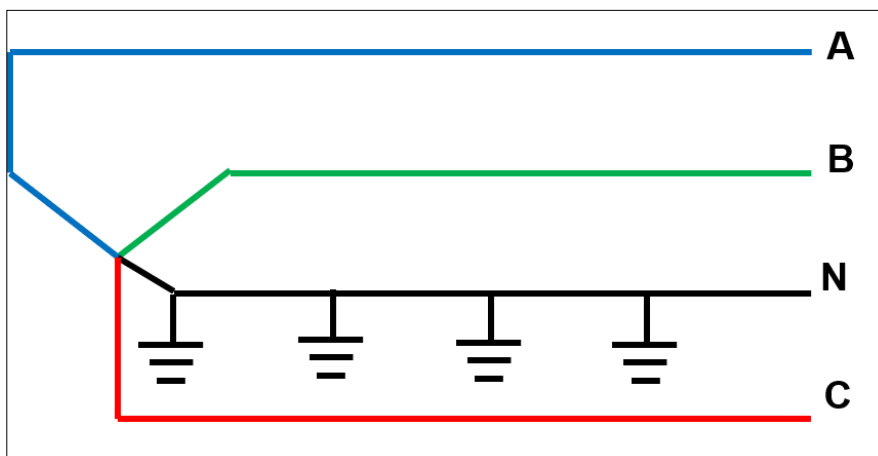
Falla en Red de Distribución en MT con Neutro Rígido a Tierra.



Nota. Fuente: Schneider Electric (2003). Publicación Técnica N° 071 Protecciones Eléctricas en MT.

Figura 17

Aterramiento en Sistemas Trifásicos de Cuatro Cables



Nota. Fuente: Elaboración propia.

Figura 18

Aterramiento en Sistemas Trifásicos de Tres Cables



Nota. Fuente: Elaboración propia.

3.1.4.3 Neutro Puesto a Tierra mediante Resistencia

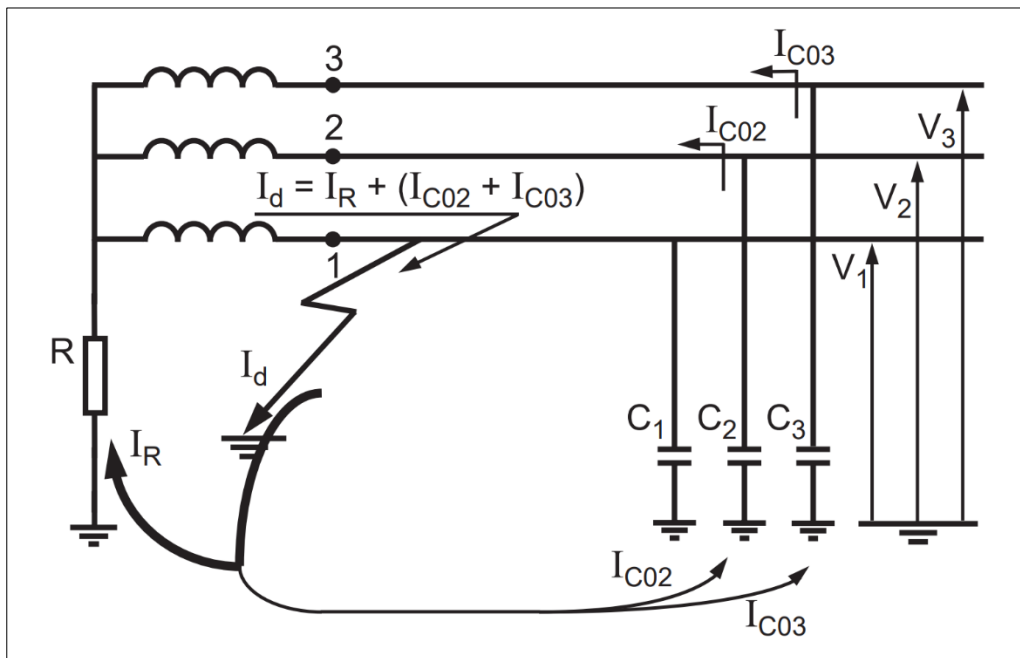
En la **Figura 19** podemos observar el comportamiento de las corrientes bajo este esquema de aterramiento, frente a fallas monofásicas a tierra. Asimismo, en la **Figura 20** se presenta el análisis fasorial del mismo.

Consideraciones importantes:

- La corriente de falla a tierra queda limitada por la resistencia, debido a ello, permite disminuir los daños. Se escoge un R tal que: $I_R > 2 I_{COT}$
- Las sobretensiones que se pudieran generar quedan limitadas por la puesta a tierra.
- Permite la detección sencilla del alimentador en falla.

Figura 19

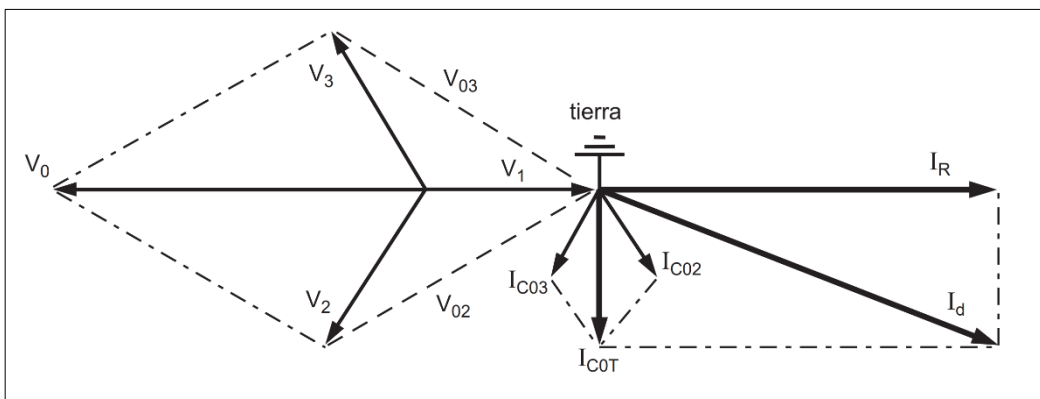
Falla en Red de Distribución con Neutro a Tierra mediante Resistencia



Nota. Fuente: Schneider Electric (2003). Publicación Técnica N° 071 Protecciones Eléctricas en MT.

Figura 20

Análisis Fasorial de Falla Monofásica – Neutro a Tierra con Resistencia



Nota. Fuente: Schneider Electric (2003). Publicación Técnica N° 071 Protecciones Eléctricas en MT.

3.1.4.4 Neutro Puesto a Tierra mediante Reactancia (Bobina Peterson)

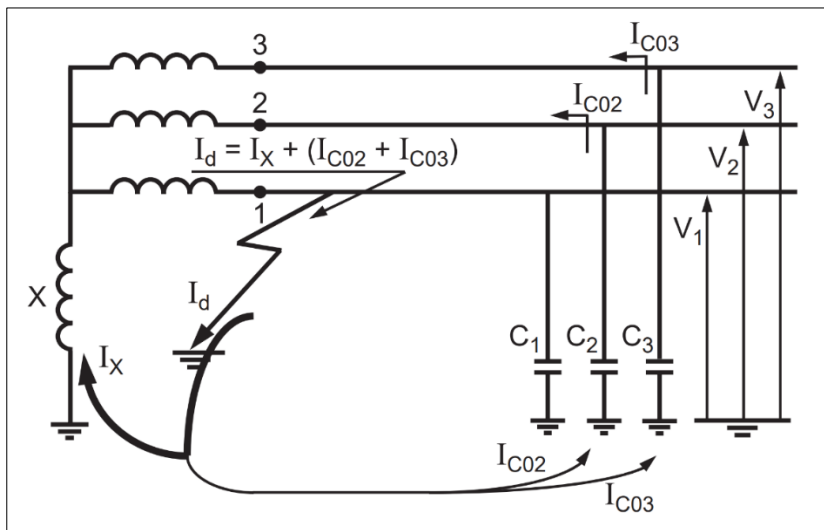
En la **Figura 21** podemos observar el comportamiento de las corrientes bajo el esquema de aterramiento de neutro mediante reactancia (Bobina Peterson), frente a una falla a tierra.

Consideraciones importantes:

- a. Se basa en el principio de que I_X e I_{COT} son fasores opuestos (**Ver Figura 22**).
- b. Si $I_X \gg I_{COT}$ se sigue el mismo análisis anterior, similar al caso de neutro aterrado con resistencia limitadora.
- c. Para niveles de tensión por encima de los 20 kV o cuando el valor de I_C es alto, se prefiere la reactancia en vez de la resistencia.
- d. Si el neutro no es accesible, una opción es usar una bobina de puesta a tierra, o un transformador zig-zag con resistencia de puesta a tierra.
- e. Si se quiere que $I_X = I_{COT} \Rightarrow I_d \cong 0$, esto se puede lograr usando la bobina de Petersen (**ver Figura 23**). Para lo cual se debe adaptar el valor de la bobina a la capacitancia de la red, en función de la cantidad de salidas en servicio, se utiliza en redes “estables” y requiere de bobinas de inductancia variable.
- f. Se usa para que el sistema pueda seguir operando ante fallas transitorias, ya que las autoextingue.
- g. Para identificar el ramal en falla necesita apoyarse de protecciones direccionales de potencia activa residual.

Figura 21

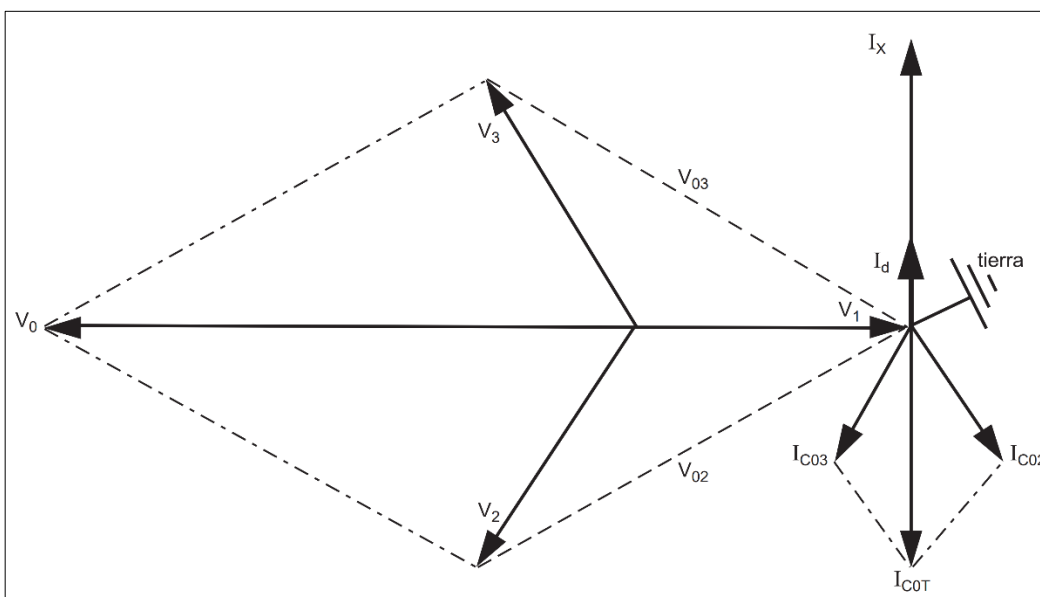
Falla en Red de Distribución en MT - Neutro a Tierra mediante Reactancia



Nota. Fuente: Schneider Electric (2003). Publicación Técnica N° 071 Protecciones Eléctricas en MT.

Figura 22

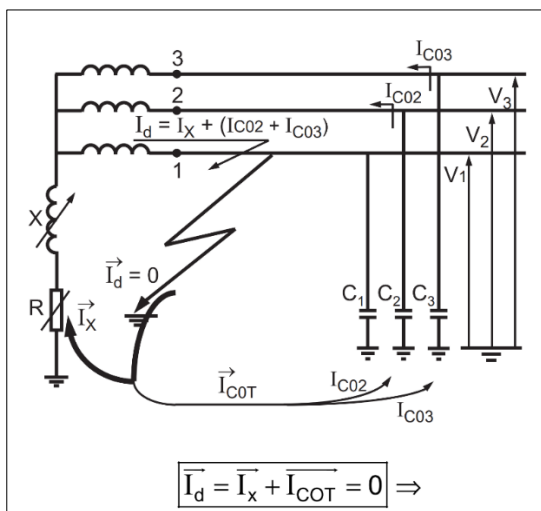
Análisis Fasorial de Falla Monofásica – Neutro a Tierra con Reactancia



Nota. Fuente: Schneider Electric (2003). Publicación Técnica N° 071 Protecciones Eléctricas en MT.

Figura 23

Principio de Funcionamiento de la Bobina Petersen



Nota. Fuente: Schneider Electric (2003). Publicación Técnica N° 071 Protecciones Eléctricas en MT.

3.1.4.5 Resumen de desempeño

Según la Tabla 2 podemos observar el resumen de desempeño de todos los esquemas de aterramiento de neutro, frente a fallas monofásicas a tierra.

Tabla 2

Resumen de desempeño por tipo de aterramiento

	Aislado de tierra	Resistencia		Reactancia		Reactancia sintonizada	Directo
		Baja Resistencia	Alta Resistencia	Reactor de bajo valor	Reactor de alto valor	Bobina Petersen	Sólido
% I _{1F-G} de la I _{3F}	<1%	5-20%	<1%	Diseñado para 60-100%	5 - 25%	$\cong 0$	Variable puede ser $\geq 100\%$
Sobrevoltajes transitorios	Muy alto	No excesivo	No excesivo	No excesivo	Muy alto	No excesivo	No excesivo
Descargadores de sobretensión	Tipo aislado de neutro	Tipo aislado de neutro	Tipo aislado de neutro	Tipo neutro a tierra	Tipo aislado de neutro	Tipo aislado de neutro	Tipo neutro a tierra

Nota. Fuente: Adaptado del curso virtual de Protección en Sistemas de Distribución (Alcos, 2023)¹¹.

¹¹ Alcos, M. (2023). Protección en Sistemas de Distribución [Curso en línea]. Redelcom Academy. <https://redelcom-academy.com/>

3.1.5 Fallas no detectables por protecciones convencionales

Alcos (2023) explica sobre tres tipos de fallas difíciles de detectar por relés de protección estándar, y las agrupa de la siguiente manera:

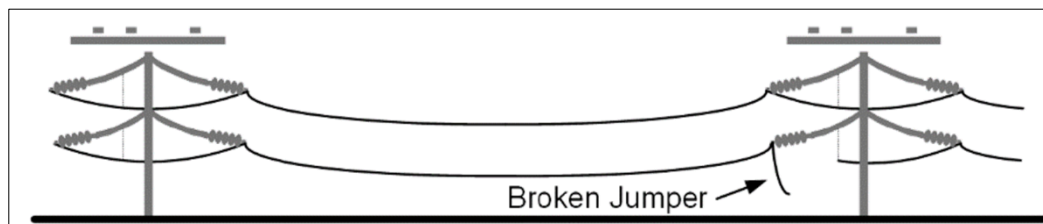
- a. Conductor roto.
- b. Conductor caído.
- c. Fallas de alta impedancia.

3.1.5.1 Conductor roto

Se le denomina también “Broken Jumper” (ver Figura 24), se da cuando se apertura en algún punto una fase, produciendo una falla. Las causas más comunes de condiciones de fase abierta son los fusibles quemados y los conductores rotos. Estas fallas no producen corrientes elevadas, sin embargo, crean un desbalance en el sistema. Las corrientes de secuencia negativa pueden ocasionar sobrecalentamiento y daños de los rotores de generadores y motores conectados al sistema. En ese sentido, aunque no es necesario el disparo en la línea frente a una fase abierta, se requieren protecciones que contrarresten el funcionamiento desequilibrado en máquinas rotativas (Schweitzer, 2010)¹².

Figura 24

Falla por Conductor Roto



Nota. Fuente: Extraído del curso virtual de Protección en Sistemas de Distribución (Alcos, 2023).

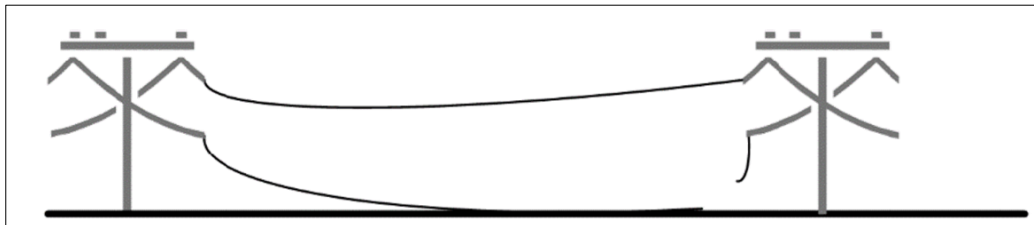
¹² Schweitzer, E. (2010). Soluciones modernas para protección, control y supervisión de sistemas eléctrico de potencia. Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.

3.1.5.2 Conductor caído

Según Alcos (2023) es muy peligroso tanto para las personas, como para el medio ambiente, cuando un conductor cae a tierra (**ver Figura 25**). Si la impedancia es baja esta falla sería fácilmente detectable por los sistemas puestos a tierra; sin embargo, si es una falla de alta impedancia, la corriente a tierra tendría un valor muy bajo, difícil de detectar por los dispositivos de protección a tierra, en ese caso se tendría que aplicar una protección de alta impedancia. La solución tradicional para la protección contra fallas a tierra en sistemas de distribución radiales es utilizar los elementos de sobrecorriente de tierra ajustados por encima del máximo desbalance esperado de la carga, sin embargo, el desbalance limita la sensibilidad de la protección. En sistemas con puestas a tierra múltiples, tanto el desbalance de la carga como las corrientes de falla a tierra se dividen entre el conductor del neutro y la tierra, es por ello que la detección de fallas de alta impedancia en estos sistemas es muy difícil, ya que el relé mide la corriente de falla a tierra combinada con la corriente de desbalance. La caída de conductores sobre superficies poco conductoras, como ramas de árboles o aisladores sucios, son causas típicas de fallas de alta impedancia.

Figura 25

Falla por Conductor Caído



Nota. Fuente: Extraído del curso virtual de Protección en Sistemas de Distribución (Alcos, 2023).

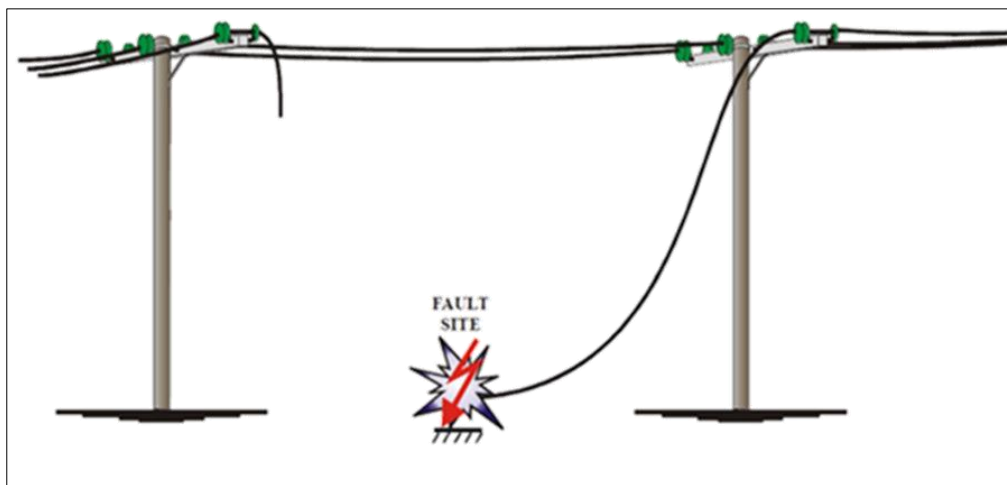
3.1.5.3 Fallas de alta impedancia

Según Alcos (2023) comenta que una falla a tierra de alta impedancia se produce cuando un conductor primario (energizado con alto voltaje) hace contacto eléctrico no deseado con la superficie de una carretera, vereda, pasto, rama de un árbol o con alguna otra superficie u objeto

que limita la corriente de falla a niveles por debajo del detectable de manera confiable por los dispositivos de protección convencionales (ver Figura 26), como los dispositivos de sobrecorriente. Con frecuencia, esto deja un conductor energizado sobre la superficie del suelo, lo cual representa un peligro para las personas. Desde inicios de los años 70, se ha estudiado la naturaleza de las fallas de alta impedancia, con el objetivo de identificar alguna característica en la forma de onda de corriente o voltaje que permita su detección de manera efectiva y viable.

Figura 26

Falla de Alta Impedancia



Nota. Fuente: Extraído del curso virtual de Protección en Sistemas de Distribución (Alcos, 2023).

3.1.6 *Análisis de Flujo de Potencia*

El análisis de flujo de potencia es de suma importancia en la operación de sistemas eléctricos de potencia, que nos da la posibilidad de evaluar el comportamiento de potencias, corrientes y tensiones en cada nodo de la red. Este estudio nos garantiza eficiencia y confiabilidad en la distribución eléctrica (Glover et al., 2011). Su importancia radica en garantizar que las tensiones se mantengan dentro de los límites permitidos, para minimizar pérdidas y aumentar la seguridad en la operación del sistema. Existen distintos métodos de cálculo para realizar este análisis, cada uno con sus propias ventajas en términos de convergencia y eficiencia

computacional, dentro de los más usados están el método de Newton Raphson, el método de Gauss-Seidel y el método desacoplado (Saadat, 2010)¹³.

3.1.7 *Análisis de Cortocircuito*

El análisis de cortocircuito es una herramienta fundamental en los sistemas eléctricos de potencia, se utiliza para evaluar la respuesta de estos sistemas ante una falla. Un cortocircuito por definición se trata de una falla en el sistema eléctrico, donde una corriente fluye a través de dos puntos de diferente potencial, de manera no deseada; lo que puede ocasionar daños a equipos, cortes de energía y riesgos para las personas (Glover et al., 2011).

Las corrientes de cortocircuito se pueden originar por distintos tipos de fallas, como monofásicas, bifásicas o trifásicas. Cada una de ellas tiene características únicas en cuanto a magnitud y distribución de la corriente. La correcta identificación del tipo de falla es de suma importancia para la selectividad o coordinación de las protecciones del sistema (Grainger & Stevenson, 1994).

3.1.8 *Protecciones en Sistemas de Distribución*

Las protecciones eléctricas son un sistema diseñado para proteger los equipos de potencia ante condiciones anormales de operación. El despeje de las fallas se da a través de dispositivos de desconexión, que pueden ser: interruptores, reconectadores, fusibles y seccionalizadores (Alcos, 2023).

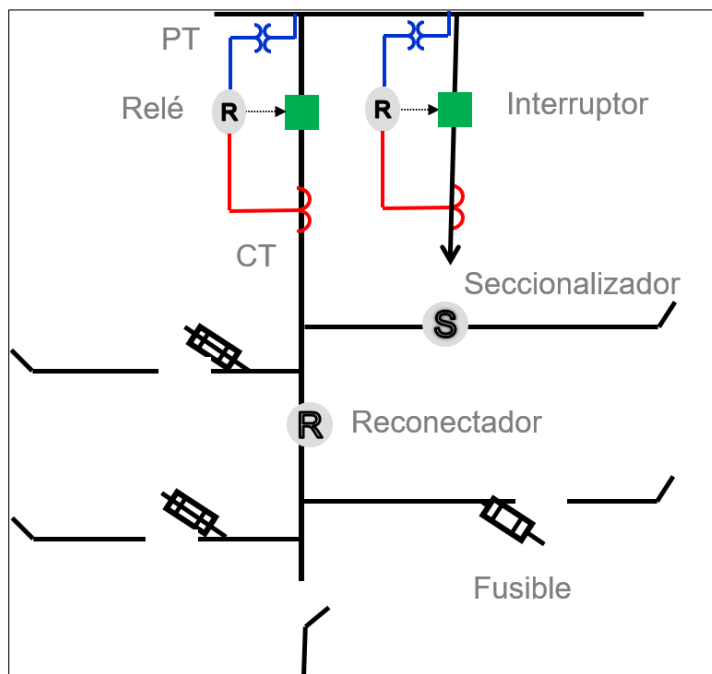
3.1.8.1 *Componentes de un Sistema de Protección en Distribución*

En la **Figura 27** observamos que adicionalmente a los dispositivos anteriormente mencionados, estos sistemas se complementan con los transformadores de medición y los relés protección.

¹³ Saadat, H. (2010). Power system analysis (3rd ed.). McGraw-Hill.

Figura 27

Componentes de un Sistema de Protección en Distribución Eléctrica



Nota. Fuente: Extraído del curso virtual de Protección en Sistemas de Distribución (Alcos, 2023).

3.1.8.2 Funciones de Protección usadas en Distribución

Alcos (2023) menciona y describe las siguientes funciones de protección asociadas a sistemas de distribución:

- a. **Función 50 (P/G/Q) o relé instantáneo de sobrecorriente**, funciona de manera instantánea cuando la corriente excede un valor preestablecido. Se utiliza TD (por ejemplo, 50TD) para describir una función de tiempo definido.
- b. **Función 51 (P/G/Q) o relé de sobrecorriente temporizado**, funciona con un factor que temporiza el disparo una vez alcanzado el nivel de corriente ajustado. Según el estándar utilizado, existen distintos tipos de ecuaciones, donde la corriente y el tiempo están inversamente relacionados, y permiten cambiar el factor de velocidad de actuación.

- c. **Función 49 o relé de temperatura**, es utilizado para la protección ante calentamientos de cables subterráneos, motores y transformadores.
- d. **Función 59 (P/G/Q) o relé de sobrevoltaje**, este dispositivo opera cuando el voltaje de entrada excede a un valor predefinido.
- e. **Función 67 o relé de sobrecorriente direccional**, funciona de manera similar al 50/51, pero dispara solamente cuando la corriente se encuentra en la dirección ajustada (hacia adelante o hacia atrás).
- f. **Función 79 o recierre**, encargado de controlar la restauración automática y el bloqueo del interruptor de potencia.
- g. **Función 81 (O/U) o relé de frecuencia**, funciona cuando la frecuencia es menor (81U) o mayor (81O) a un valor predeterminado.
- h. **Función 86 o relé de disparo y bloqueo**, este dispositivo dispara y mantiene el equipo inoperativo hasta que la función es reiniciada por un operador, ya sea de forma local o remota.
- i. **Función 21 o relé de distancia**, funciona cuando la impedancia del circuito disminuye más allá de un valor predeterminado. Se utiliza en casos especiales.
- j. **Función 25 o dispositivo de sincronización o verificación de sincronismo**, verifica el sincronismo entre dos alimentadores para permitir la conexión en paralelo, la verificación la realiza a través de los parámetros de magnitud de voltaje, ángulo de fase y frecuencia.
- k. **Función 27 o relé de bajo voltaje**, este dispositivo opera cuando su voltaje de entrada es menor que un valor predeterminado.

3.1.8.3 Zonas de Protección

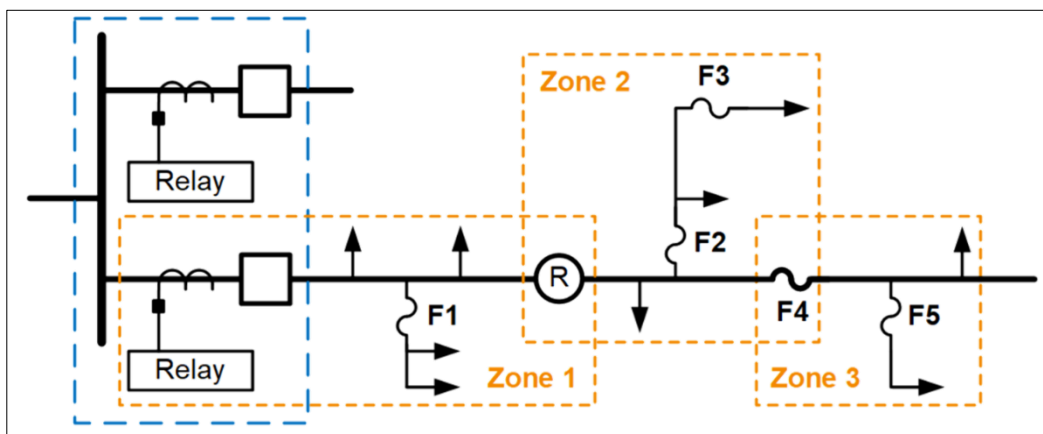
En la **Figura 28** se puede observar las zonas de protección comúnmente encontradas en un sistema eléctrico de distribución, asimismo se muestra la coordinación entre relés, reconectador y fusible.

Alcos (2023) detalla dos tipos de zonas de protección:

- Protección primaria, que opera para disparar el dispositivo de protección más próximo al componente fallado, desconectando únicamente el elemento en falla.
- Protección secundaria, que opera si la protección primaria o principal no realizar el disparo en el momento que corresponde.

Figura 28

Zonas de Protección en Sistemas Eléctricos de Distribución



Nota. Fuente: Extraído del curso virtual de Protección en Sistemas de Distribución (Alcos, 2023).

3.1.8.4 Reconectadores

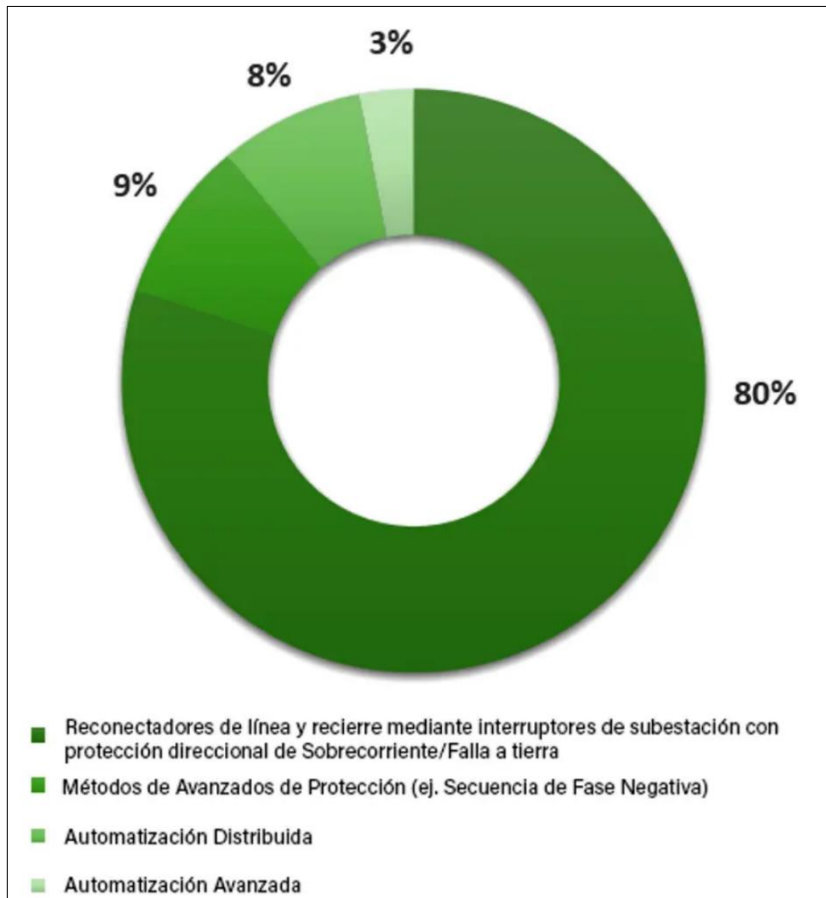
Los reconectadores o recloser son equipos autocontrolados diseñados para interrumpir y reconectar circuitos en corriente alterna de forma automática, con una secuencia predeterminada de apertura y reconexión, seguido de un reset, cierre sostenido o bloqueo en posición abierta (IEEE International Standard, 2018)¹⁴.

¹⁴ IEEE International Standard (2018). Automatic circuit reclosers for alternating current systems up to and including 38 kV. IEEE Xplore.

Según Noja Power (2019)¹⁵, el 80% de las veces, esta acción de reconexión despeja la falla, reestableciendo el servicio eléctrico exitosamente, mejorando así la confiabilidad de la red (ver Figura 29).

Figura 29

Efecto Estimado en la Confiabilidad según la Tecnología de Red Aplicada



Nota. Fuente: NOJA Power. (2019). Cómo mejorar la confiabilidad de su red. NOJA Power.

¹⁵ NOJA Power. (2019). Cómo mejorar la confiabilidad de su red. NOJA Power. <https://www.nojapower.es/expertise/2019/how-to-improve-your-network-reliability-es>

3.2 Marco Conceptual

ANSI: American National Standards Institute - Instituto nacional americano de estándares.

IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers. Instituto de ingenieros eléctricos y electrónicos.

SOE: Sequence Of Events. Listado de eventos que se envían al SCADA.

COES: Comité de operación económica del sistema interconectado nacional.

OSINERGMIN: Organismo supervisor de la inversión en energía y Minería.

DigSILENT: Software para modelar, analizar, simular y planificar sistemas eléctricos.

Falla: Interrupción o alteración del flujo de corriente en un sistema eléctrico, causada por sobrecargas o cortocircuitos

Subestación (SE): Instalación eléctrica que transforma, distribuye y controla la energía, conectando redes de transmisión y distribución, para suministrar electricidad.

Relé digital de protección: Dispositivo avanzado que utiliza tecnología digital para monitorear, detectar fallas y controlar sistemas eléctricos con mayor precisión y rapidez.

Carga: Dispositivo o componente que consume energía eléctrica en un circuito, transformando la electricidad en otras formas de energía, como calor o movimiento.

Fuente: Dispositivo que suministra energía eléctrica a un circuito.

CT: Transformador de corriente.

PT: Transformador de tensión.

Confiabilidad: Conformado por la seguridad y “dependabilidad”, que brindan un equilibrio adecuado para que la protección actúe cuando deba actuar y no actúe cuando no deba.

Selectividad: Continuidad máxima del servicio con mínima desconexión del sistema.

Rapidez de operación: Duración mínima de una falla, así como un menor daño en los equipos del sistema.

Simplicidad: Menor equipo de protección y circuitos asociados para lograr los objetivos de protección.

Economía: Mayor protección a menor costo total.

HDC: Coordinación de alta densidad.

Dial: Parámetro que se ajusta en un relé de protección, que permite subir o bajar la posición de las curvas.

Corriente de Pickup: Nivel mínimo de corriente necesario para activar un relé de protección.

Corriente de máxima demanda: Máximo nivel de corriente eléctrica consumida por un sistema durante un periodo específico.

COMTRADE: Formato de archivo estándar utilizado para almacenar registro de eventos y condiciones de fallas en un sistema.

Plantilla de ajuste: Archivo que almacena los parámetros y configuraciones de un relé de protección.

SAIDI: System Average Interruption Duration Index (Índice de Duración Promedio de Interrupción del Sistema)

SAIFI: System Average Interruption Frequency Index (Índice de Frecuencia Promedio de Interrupción del Sistema)

CAPÍTULO IV. Diseño metodológico

4.1 Unidad de análisis

El presente trabajo de investigación tiene como unidad de análisis los dispositivos de protección existentes algunos alimentadores de la red de distribución primaria del sistema eléctrico Juliaca, se indica el detalle de los mismos en la Tabla 3. Estos alimentadores cuentan con reconectadores, cuya operación no se encuentra correctamente coordinada con los relés de cabecera, ni entre reconectadores.

Tabla 3

Unidad de análisis – Sistema Eléctrico Juliaca

Sistema Eléctrico	Sector Típico	Área de influencia	Salidas	Nivel de tensión (kV)
Juliaca	2	Juliaca	5004, 5006 y 5009	10
Juliaca rural	4	Juliaca	5022, 5023, 5024 y 5025	22.9
SER001 Juliaca	4	Huancané	4001 y 4003	22.9

Nota. Fuente: Elaboración propia.

4.2 Tipo, Enfoque, Nivel y Diseño de Investigación

Este informe de suficiencia es de tipo aplicado, con enfoque cuantitativo y nivel explicativo-correlacional. El diseño de investigación es de tipo longitudinal, ya que se recogerán datos reales de mediciones, almacenadas por varios meses, por los equipos de protección inteligente (relés, medidores y reconectadores).

4.3 Fuentes de Información

Para desarrollar esta investigación, se han consultado tanto fuentes primarias, como secundarias, las mismas que se detallan a continuación:

- Fuentes primarias**, como registros históricos almacenados por los dispositivos de medición y protección, informes anuales de ELPU y de Osinergmin, normas técnicas y estándares internacionales.

- b. **Fuentes secundarias**, manuales técnicos de relés y reconectores, publicaciones técnicas de fabricantes de equipos de protección.

4.4 Población y Muestra

A continuación, se define la población y muestra, con la finalidad ser claros en la delimitación del objeto de estudio.

- a. En ese sentido, la población está comprendida por toda la red de distribución primaria de ELPU, que comprende 73 reconectores SEL-351R, 10 reconectores SEL-351RS y 08 reconectores NOJA Power, como se muestra en la Tabla 4.
- b. La muestra comprende a las 9 salidas o alimentadores indicados en la Tabla 3, las cuales cuentan con 15 reconectores SEL-351R y 04 reconectores NOJA Power

Tabla 4

Población y muestra

ITEM	SUBESTACIÓN	ALIMENTADOR	SEL 351R	SEL 351S	NOJA
1	PUNO	L-0250	1	-	-
2		L-0251	8	2	1
3	ILAVE	1001	4	-	-
4		1002	4	-	-
5		1003	5	2	-
6	POMATA	2001	1	-	-
7		2002	4	3	-
8		2003	2	1	-
9		2004	2	-	-
10	HUANCANÉ	4001	2	-	-
11		4003	4	-	-
12	JULIACA	5004	-	-	1
13		5006	-	-	1
14		5009	2	-	-
15		5022	1	-	-
16		5023	3	-	1
17		5024	2	-	1
18		5025	1	-	-
19	AYAVIRI	6004	1	-	-
20		6005	4	-	-
21		6006	3	-	-

22	CHIJISIA	7501	3	1	-
23		7502	1	-	-
24	AZÁNGARO	8001	3	-	-
25		8002	1	-	1
26		8004	4	-	-
27	ANTAUTA	9001	3	-	1
28		9002	2	-	1
29	SAN GABÁN	9501	2	1	-
TOTAL			73	10	8

Nota. La tabla muestra la población total de los equipos de protección de ELPU; y resaltada, la muestra. Fuente: Elaboración propia.

4.5 Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos

La información requerida para este informe será adquirida utilizando las siguientes técnicas e instrumentos de recolección de datos:

- Entrevistas con ingenieros supervisores, especialistas y operadores de centro de control de ELPU.
- Se realizará el levantamiento de información de la parametrización y configuración actual de cada equipo de protección.
- Se descargarán los perfiles de carga de cada equipo, el SOE (Eventos almacenados), el registro de fallas, archivos COMTRADE; para lo cual se utilizarán los softwares de cada fabricante, como el AcSELerator Quickset de SEL y el CMS de NOJA Power.
- Se solicitará información a ELPU, de los diagramas unifilares actualizados de todo su sistema eléctrico, en formato DWG (AutoCAD).
- Se solicitará información del Sistema de Información Geográfica (GIS) de ELPU.
- Se realizará inspecciones visuales en campo y se documentará con registros fotográficos, para confirmar que la información recogida, corresponda exactamente con lo existente en campo.

4.6 Análisis y Procesamiento de Datos

Los datos recogidos en campo, serán analizados y procesados, con ayuda de software especializado de simulación en sistemas eléctricos de potencia, en este caso, se utilizará el DIgSILENT PowerFactory versión 15.1.7.

CAPÍTULO V. Estudio de Protecciones del Sistema Eléctrico Juliaca

5.1 Levantamiento de Información

El objetivo del desarrollo de los estudios de flujo de carga, consiste en evaluar el punto de operación en estado estacionario del sistema de potencia, para condiciones determinadas de generación, carga y configuración de la red. Este estudio se realizó bajo la metodología de Newton Raphson y un error de convergencia del 0.001, apoyados en la herramienta computacional DlgSILENT en su versión 15.1.7.

Este punto de operación está caracterizado principalmente por las tensiones en cada una de las barras y los flujos de potencia activa y reactiva, a través de cada uno de los elementos del sistema.

El caso evaluado para estos estudios consiste de escenario 2022, para las condiciones de mínima y máxima cargabilidad basado en las medidas suministrados por el cliente.

5.1.1 SE Juliaca

5.1.1.1 Salida 5004

En la Tabla 5, podemos observar la información de los equipos involucrados en la protección de este alimentador. En la **Figura 30**, se muestra el diagrama unifilar para clarificar que equipos deben coordinar entre sí.

Tabla 5

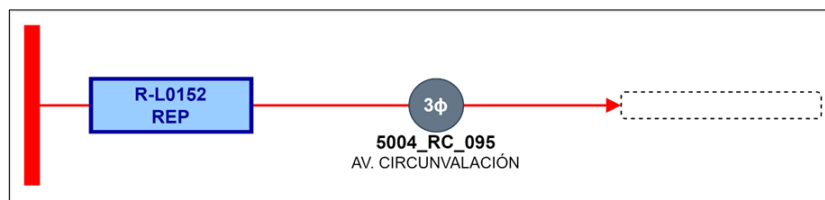
Equipos de protección en salida 5004

CÓDIGO	TIPO	MODELO	TC	REFERENCIA
JLC_5004	RELÉ		250/5	SALIDA 5004
5004_RC_095	RC/3φ	NOJA	PRIM	AV. CIRCUNVALACIÓN 1 TRIUNFO

Nota. Fuente: Elaboración propia.

Figura 30

Diagrama Unifilar de Salida 5004



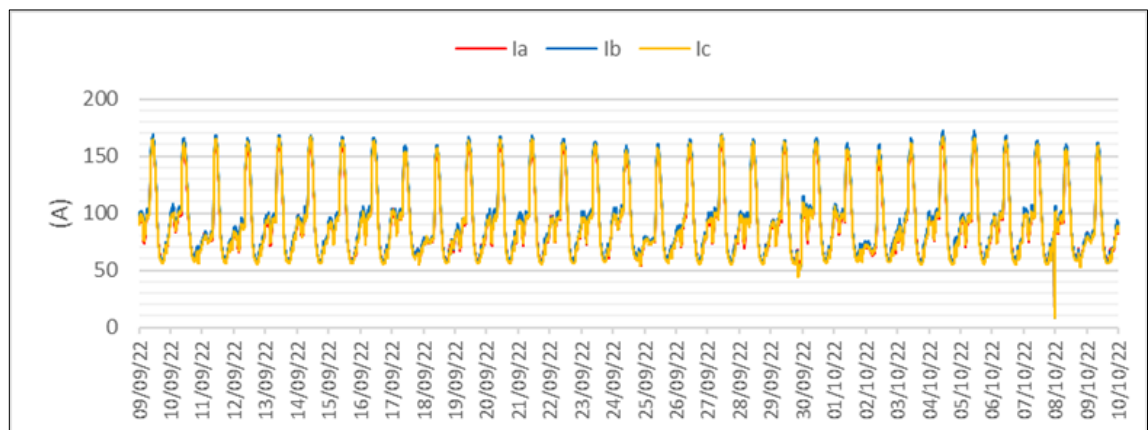
Nota. Fuente: Elaboración propia.

5.1.1.1.1 Reconector 5004_RC_095

En la **Figura 31** se muestra el perfil de carga extraído de la data almacenada de este equipo (reconector Noja).

Figura 31

Perfil de Carga del Reconector 5004_RC_095



Nota. En la presente figura se muestra el perfil de carga almacenado en el mes de septiembre 2022. Fuente: Elaboración propia.

5.1.1.2 Salida 5006

En la Tabla 6, podemos observar la información de los equipos involucrados en la protección de este alimentador. En la **Figura 32**, se muestra el diagrama unifilar para clarificar que equipos deben coordinar entre sí.

Tabla 6

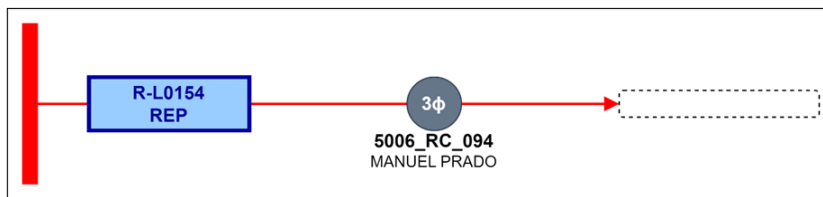
Equipos de protección en salida 5006

CÓDIGO	TIPO	MODELO	TC	REFERENCIA
JLC_5006	RELÉ		250/5	SALIDA 5006
5006_RC_094	RC/3φ	NOJA	PRIM	MANUEL PRADO

Nota. Fuente: Elaboración propia.

Figura 32

Diagrama Unifilar de Salida 5006



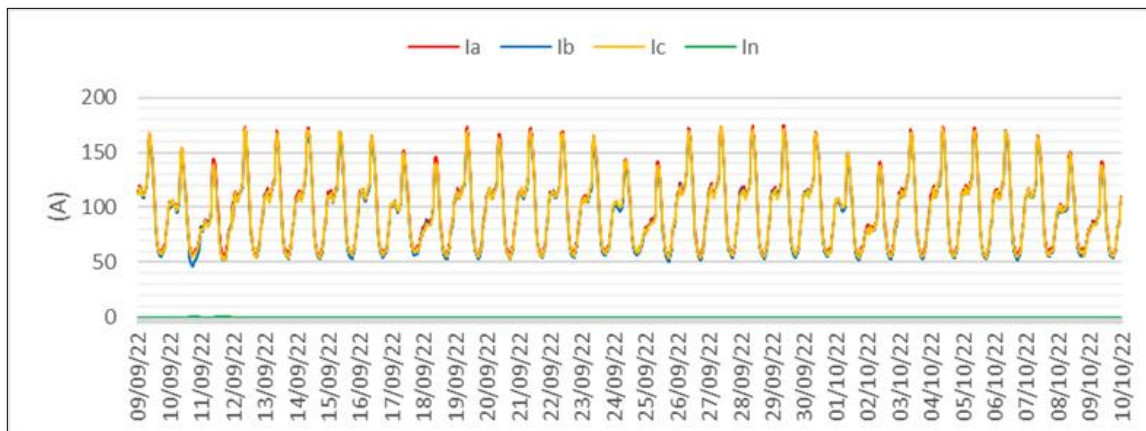
Nota. Fuente: Elaboración propia.

5.1.1.2.1 Reconectador 5006_RC_094

En la **Figura 33** se muestra el perfil de carga extraído de la data almacenada de este equipo (reconectador Noja).

Figura 33

Perfil de Carga del Reconectador 5006_RC_094



Nota. En la presente figura se muestra el perfil de carga almacenado en el mes de septiembre 2022. Fuente: Elaboración propia.

5.1.1.3 Salida 5009

En la Tabla 7, podemos observar la información de los equipos involucrados en la protección de este alimentador. En la **Figura 34**, se muestra el diagrama unifilar para clarificar que equipos deben coordinar entre sí.

Tabla 7

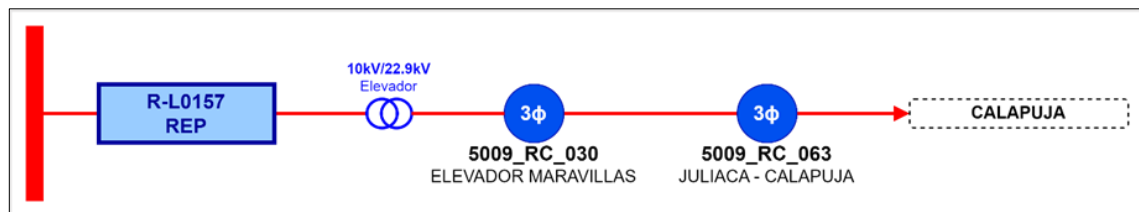
Equipos de protección en salida 5009

CÓDIGO	TIPO	MODELO	TC	REFERENCIA
JLC_5009	RELÉ		250/5	SALIDA 5009
5009_RC_030	RC/3φ	SEL - 351R	500/1	ELEVADOR MARAVILLAS
5009_RC_063	RC/3φ	SEL - 351R	1000/1	JULIACA - CALAPUJA

Nota. Fuente: Elaboración propia.

Figura 34

Diagrama Unifilar de Salida 5009



Nota. Fuente: Elaboración propia.

5.1.1.3.1 Reconectador 5009_RC_030

En la **Figura 35** se muestran los ajustes de protección encontrados en este reconectador, y en la **Figura 36** se muestra el perfil de carga extraído de la data almacenada del mismo equipo (SEL-351R).

Figura 35

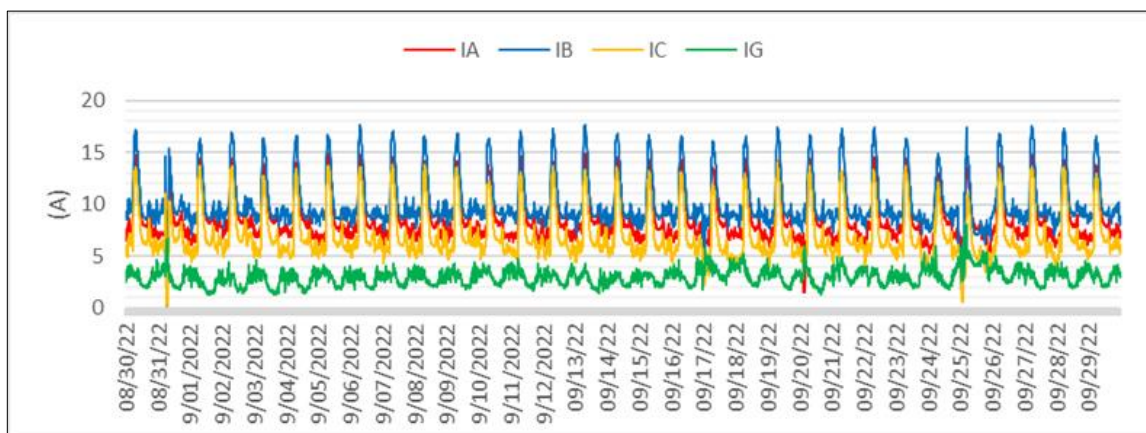
Ajustes Encontrados en el Reconectador 5009_RC_030

Group 1			
Group Settings:			
RID =ELEVADORA	MARAVILLAS	TID =SE	JULIACA 5009
CTR = 500.0	CTRN = 500.0	PTR = 182.5	PTRS = 182.5
Z1MAG = 32.10	Z1ANG = 68.86		
Z0MAG = 95.70	Z0ANG = 72.47	LL = 4.84	
E50P = 1	E50N = 1	E50G = N	E50Q = N
E51P = 1	E51N = 1	E51G = N	E51Q = N
E32 = N	ELOAD = N	ESOTF = N	EVOLT = Y
E25 = N	EFLOC = N	ELOP = N	ECOMM = N
E81 = N	E79 = 2	ESV = 16	
EDEM = THM	50P1P = 0.78		
67P1D = 0.00			
50PP1P= OFF			
50N1P = 0.230			
67N1D = 0.00			
51P1P = 0.10	51P1C = C2	51P1TD= 0.25	51P1RS= N
51P1CT= 0.00	51P1MR= 0.00		
51N1P = 0.020	51N1C = C2	51N1TD= 0.06	51N1RS= N

Nota. En la presente figura se muestran los ajustes de protección del reconectador SEL-351R (5009_RC_030). Fuente: Elaboración propia.

Figura 36

Perfil de Carga del Reconectador 5009_RC_030



Nota. En la presente figura se muestra el perfil de carga almacenado en el mes de septiembre 2022. Fuente: Elaboración propia.

5.1.1.3.2 Reconectador 5009_RC_063

En la **Figura 37** se muestran los ajustes de protección encontrados en este reconectador, y en la **Figura 38** se muestra el perfil de carga extraído de la data almacenada del mismo equipo (SEL-351R).

Figura 37

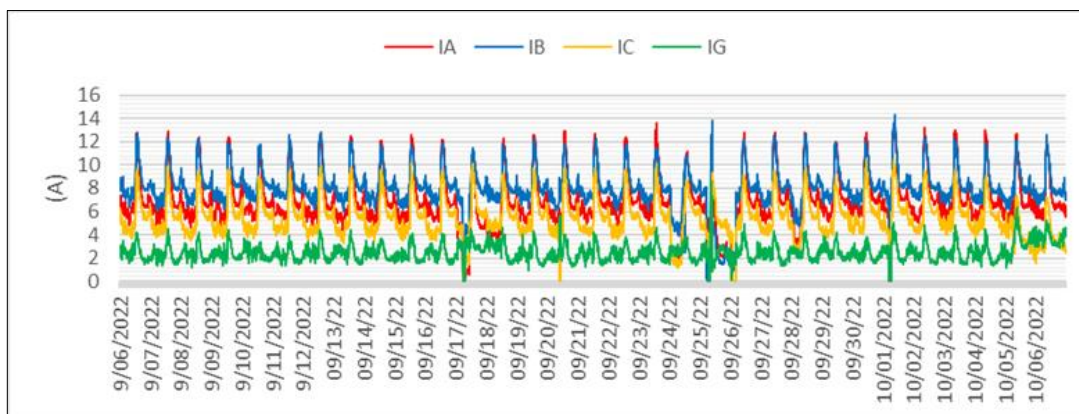
Ajustes Encontrados en el Reconectador 5009_RC_063

Group 1			
Group Settings:			
RID =RECLOSER 063 CALAPUJA		TID =ALIMENTADOR 5009	
CTR = 1000.0	CTRN = 1000.0	PTR = 104.0	PTRS = 104.0
Z1MAG = 32.10	Z1ANG = 68.86		
Z0MAG = 95.70	Z0ANG = 72.47	LL = 4.84	
E50P = 1	E50N = 1	E50G = N	E50Q = N
E51P = 1	E51N = 1	E51G = N	E51Q = N
E32 = N	ELOAD = N	ESOTF = N	EVOLT = Y
E25 = N	EFLOC = N	ELOP = N	ECOMM = N
E81 = N	E79 = 2	ESV = 16	
EDEM = THM	50P1P = 0.26		
67P1D = 0.00			
50PP1P= OFF			
50N1P = 0.100			
67N1D = 0.00			
51P1P = 0.10	51P1C = C1	51P1TD= 0.05	51P1RS= N
51P1CT= 0.00	51P1MR= 0.00		
51N1P = 0.008	51N1C = C2	51N1TD= 0.10	51N1RS= N

Nota. Ajustes previos del SEL-351R (5009_RC_063). Fuente: Elaboración propia.

Figura 38

Perfil de Carga del Reconectador 5009_RC_063



Nota. Perfil de carga en el mes de septiembre 2022. Fuente: Elaboración propia.

5.1.1.4 Salida 5022

En la Tabla 8, podemos observar la información de los equipos involucrados en la protección de este alimentador. En la **Figura 39**, se muestra el diagrama unifilar para clarificar que equipos deben coordinar entre sí.

Tabla 8

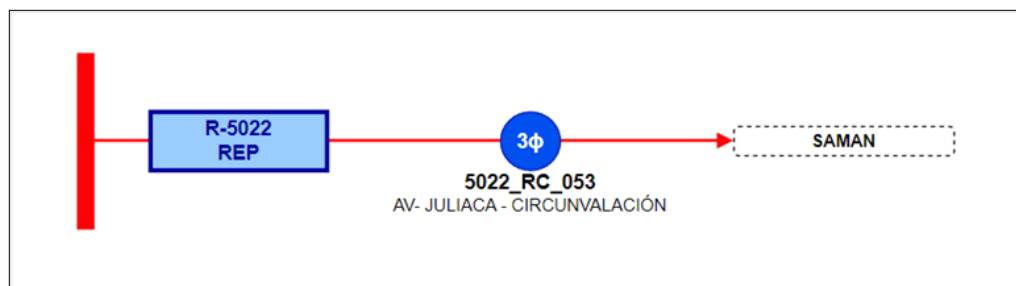
Equipos de protección en salida 5022

CÓDIGO	TIPO	MODELO	TC	REFERENCIA
JLC_5022	RELÉ	MICOM P139	250/1	SALIDA 5022
5022_RC_053	RC/3φ	SEL - 351R	1000/1	AV. JULIACA - CIRCUNVALACIÓN

Nota. Fuente: Elaboración propia.

Figura 39

Diagrama Unifilar de Salida 5022



Nota. Fuente: Elaboración propia.

5.1.1.4.1 Reconector 5022_RC_053

En la **Figura 40** se muestran los ajustes de protección encontrados en este reconector, y en la **Figura 41** se muestra el perfil de carga extraído de la data almacenada del mismo equipo (SEL-351R).

Figura 40

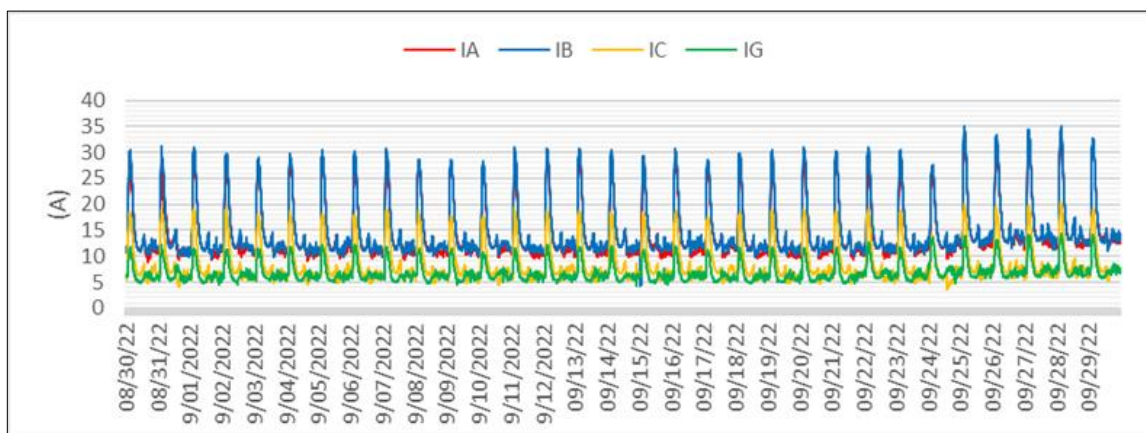
Ajustes Encontrados en el Reconectador 5022_RC_053

Group 1			
Group Settings:			
RID =5022_RC_053		TID =AVENIDA JULIACA-CIRCUNVALACION	
CTR = 1000.0	CTRN = 1000.0	PTR = 191.0	PTRS = 191.0
Z1MAG = 32.10	Z1ANG = 68.86		
Z0MAG = 95.70	Z0ANG = 72.47	LL = 4.84	
E50P = 1	E50N = 1	E50G = N	E50Q = N
E51P = 1	E51N = 1	E51G = N	E51Q = N
E32 = N	ELOAD = N	ESOTF = N	EVOLT = Y
E25 = N	EFLOC = N	ELOP = N	ECOMM = N
E81 = N	E79 = 2	ESV = 16	
EDEM = THM	50P1P = 0.50		
67P1D = 0.00			
50PP1P= OFF			
50N1P = 0.100			
67N1D = 0.00			
51P1P = 0.10	51P1C = C1	51P1TD= 0.07	51P1RS= N
51P1CT= 0.00	51P1MR= 0.00		
51N1P = 0.020	51N1C = C1	51N1TD= 0.08	51N1RS= N

Nota. En la presente figura se muestran los ajustes de protección del reconectador SEL-351R (5022_RC_053). Fuente: Elaboración propia.

Figura 41

Perfil de Carga del Reconectador 5022_RC_053



Nota. En la presente figura se muestra el perfil de carga almacenado en el mes de septiembre 2022. Fuente: Elaboración propia.

5.1.1.5 Salida 5023

En la Tabla 9, podemos observar la información de los equipos involucrados en la protección de este alimentador. En la **Figura 42**, se muestra el diagrama unifilar para clarificar que equipos deben coordinar entre sí.

Tabla 9

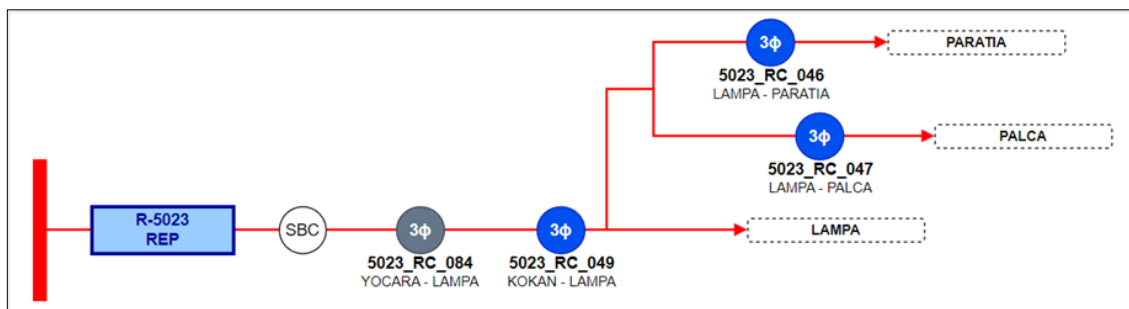
Equipos de protección en salida 5023

CÓDIGO	TIPO	MODELO	TC	REFERENCIA
JLC_5023	RELÉ	MICOM P139	250/1	SALIDA 5023
5023_RC_084	RC/3φ	NOJA	1/1	YOCARA - LAMPA
5023_RC_049	RC/3φ	SEL - 351R	200/1	KOKAN - LAMPA
5023_RC_046	RC/3φ	SEL - 351R	200/1	LAMPA - PARATIA
5023_RC_047	RC/3φ	SEL - 351R	200/1	LAMPA - PALCA

Nota. Fuente: Elaboración propia.

Figura 42

Diagrama Unifilar de Salida 5023



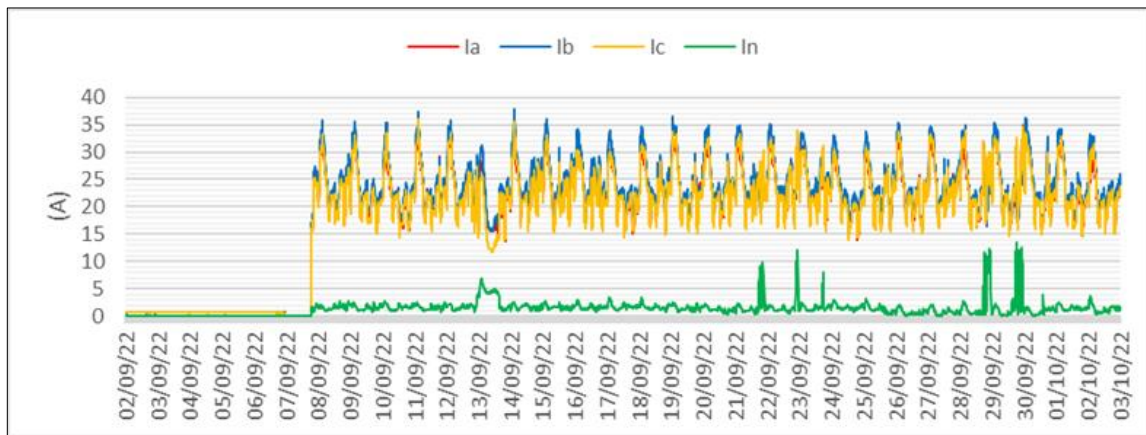
Nota. Fuente: Elaboración propia.

5.1.1.5.1 Reconectador 5023_RC_084

En la **Figura 43** se muestra el perfil de carga extraído de la data almacenada de este equipo (reconectador Noja).

Figura 43

Perfil de Carga del Reconectador 5023_RC_084



Nota. En la presente figura se muestra el perfil de carga almacenado en el mes de septiembre 2022. Fuente: Elaboración propia.

5.1.1.5.2 Reconectador 5023_RC_049

En la **Figura 44** se muestran los ajustes de protección encontrados en este reconectador, y en la **Figura 45** se muestra el perfil de carga extraído de la data almacenada del mismo equipo (SEL-351R).

Figura 44

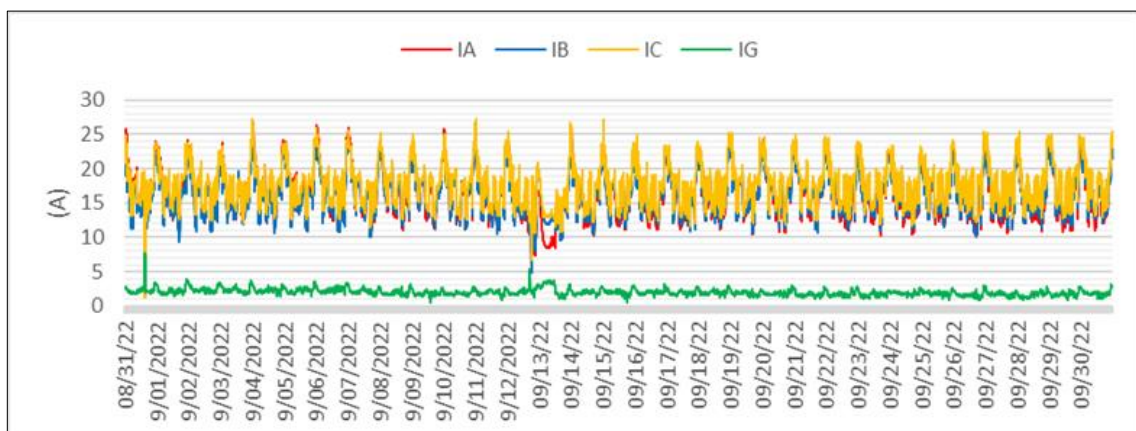
Ajustes Encontrados en el Reconectador 5023_RC_049

Group 1			
Group Settings:			
RID = RECLOSER	R49 KOKAN	TID = SE JULIACA - 5010	
CTR = 200.0	PTR = 182.5	PTRS = 182.5	
Z1MAG = 32.10	Z1ANG = 68.86		
Z0MAG = 95.70	Z0ANG = 72.47	LL = 4.84	
E50P = 1	E50N = 1	E50G = N	E50Q = N
E51P = 1	E51N = 1	E51G = N	E51Q = N
E32 = N	ELOAD = N	ES0TF = N	EVOLT = Y
E25 = N	EFLOC = N	ELOP = N	ECOMM = N
E81 = N	E79 = 2	ESV = 16	EDEM = THM
50P1P = 2.40			
67P1D = 0.00			
50PP1P= OFF			
50N1P = 0.500			
67N1D = 0.00			
51P1P = 0.35	51P1C = C2	51P1TD= 0.07	51P1RS= N
51P1CT= 0.00	51P1MR= 0.00		
51N1P = 0.080	51N1C = C2	51N1TD= 0.08	51N1RS= N

Nota. En la presente figura se muestran los ajustes de protección del reconectador SEL-351R (5023_RC_049). Fuente: Elaboración propia.

Figura 45

Perfil de Carga del Reconectador 5023_RC_049



Nota. En la presente figura se muestra el perfil de carga almacenado en el mes de septiembre 2022. Fuente: Elaboración propia.

5.1.1.5.3 Reconectador 5023_RC_046

En la **Figura 46** se muestran los ajustes de protección encontrados en este reconectador, y en la **Figura 47** se muestra el perfil de carga extraído de la data almacenada del mismo equipo (SEL-351R).

Figura 46

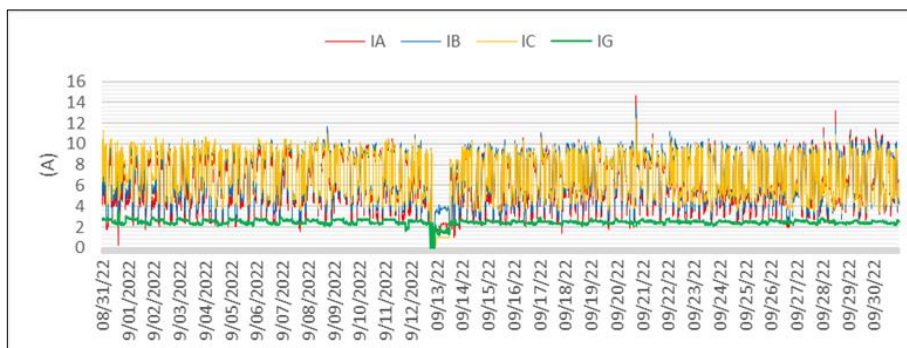
Ajustes Encontrados en el Reconectador 5023_RC_046

Group 1			
Group Settings:			
RID = RECLOSER	R46 PARATIA	TID = SE JULIACA - 5010	
CTR = 200.0	PTR = 182.5	PTRS = 182.5	
Z1MAG = 32.10	Z1ANG = 68.86		
Z0MAG = 95.70	Z0ANG = 72.47	LL = 4.84	
E50P = 1	E50N = 1	E50G = N	E50Q = N
E51P = 1	E51N = 1	E51G = N	E51Q = N
E32 = N	ELOAD = N	ESOTF = N	EVOLT = Y
E25 = N	EFLOC = N	ELOP = N	ECOMM = N
E81 = N	E79 = 2	ESV = 16	EDEM = THM
50P1P = 1.00			
67P1D = 0.00			
50PP1P = OFF			
50N1P = 0.300			
67N1D = 0.00			
51P1P = 0.23	51P1C = C2	51P1TD = 0.05	51P1RS = N
51P1CT = 0.00	51P1MR = 0.00		
51N1P = 0.050	51N1C = C2	51N1TD = 0.05	51N1RS = N

Nota. En la presente figura se muestran los ajustes de protección del reconectador SEL-351R (5023_RC_046). Fuente: Elaboración propia.

Figura 47

Perfil de Carga del Reconectador 5023_RC_046



Nota. En la presente figura se muestra el perfil de carga almacenado en el mes de septiembre 2022. Fuente: Elaboración propia.

5.1.1.5.4 Reconectador 5023_RC_047

En la **Figura 48** se muestran los ajustes de protección encontrados en este reconectador, y en la **Figura 49** se muestra el perfil de carga extraído de la data almacenada del mismo equipo (SEL-351R).

Figura 48

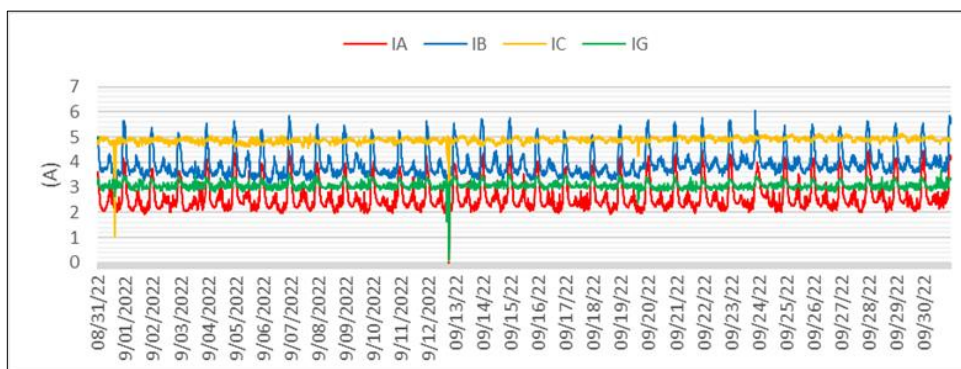
Ajustes Encontrados en el Reconectador 5023_RC_047

Group 1			
Group Settings:			
RID = RECLOSER	R47 VILA VILA	TID = SE JULIACA - 5010	
CTR = 200.0	PTR = 182.5	PTRS = 182.5	
Z1MAG = 32.10	Z1ANG = 68.86		
Z0MAG = 95.70	Z0ANG = 72.47	LL = 4.84	
E50P = 1	E50N = 1	E50G = N	E50Q = N
E51P = 1	E51N = 1	E51G = N	E51Q = N
E32 = N	ELOAD = N	ESOTF = N	EVOLT = Y
E25 = N	EFLOC = N	ELOP = N	ECOMM = N
E81 = N	E79 = 2	ESV = 16	EDEM = THM
50P1P = 0.40			
67P1D = 0.00			
50PP1P= OFF			
50N1P = 0.200			
67N1D = 0.00			
51P1P = 0.08	51P1C = C1	51P1TD= 0.05	51P1RS= N
51P1CT= 0.00	51P1MR= 0.00		
51N1P = 0.040	51N1C = C2	51N1TD= 0.05	51N1RS= N

Nota. En la presente figura se muestran los ajustes de protección del reconectador SEL-351R (5023_RC_047). Fuente: Elaboración propia.

Figura 49

Perfil de Carga del Reconectador 5023_RC_047



Nota. En la presente figura se muestra el perfil de carga almacenado en el mes de septiembre 2022. Fuente: Elaboración propia.

5.1.1.6 Salida 5024

En la Tabla 10, podemos observar la información de los equipos involucrados en la protección de este alimentador. En la **Figura 50**, se muestra el diagrama unifilar para clarificar que equipos deben coordinar entre sí.

Tabla 10

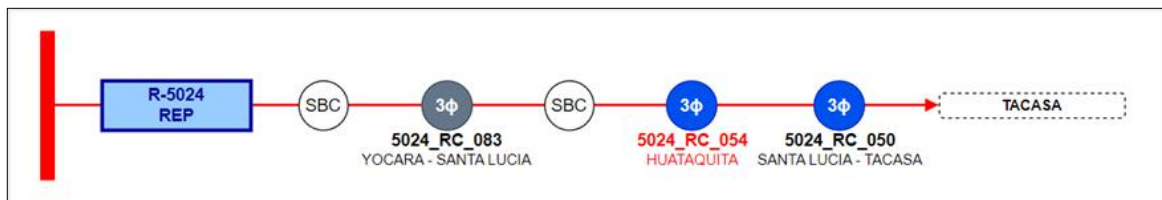
Equipos de protección en salida 5024

CÓDIGO	TIPO	MODELO	TC	REFERENCIA
JLC_5024	RELÉ	MICOM P139	250/1	SALIDA 5024
5024_RC_083	RC/3φ	NOJA	1/1	YOCARA - SANTA LUCIA
5024_RC_054	RC/3φ	SEL - 351R	200/1	HUATAQUITA
5024_RC_050	RC/3φ	SEL - 351R	500/1	SANTA LUCIA - TACASA

Nota. Fuente: Elaboración propia.

Figura 50

Diagrama Unifilar de Salida 5024



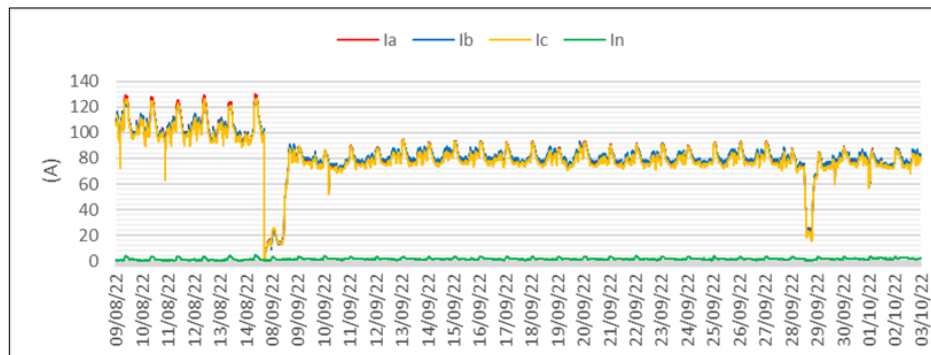
Nota. El reconectador 5024_RC_054 se encuentra fuera inoperativo. Fuente: Elaboración propia.

5.1.1.6.1 Reconectador 5024_RC_083

En la **Figura 51** se muestra el perfil de carga extraído de la data almacenada de este equipo (reconectador Noja).

Figura 51

Perfil de Carga del Reconectador 5024_RC_083



Nota. En la presente figura se muestra el perfil de carga almacenado en el mes de septiembre 2022. Fuente: Elaboración propia.

5.1.1.6.2 Reconectador 5024_RC_050

En la **Figura 52** se muestran los ajustes de protección encontrados en este reconectador, y en la **Figura 53** se muestra el perfil de carga extraído de la data almacenada del mismo equipo (SEL-351R).

Figura 52

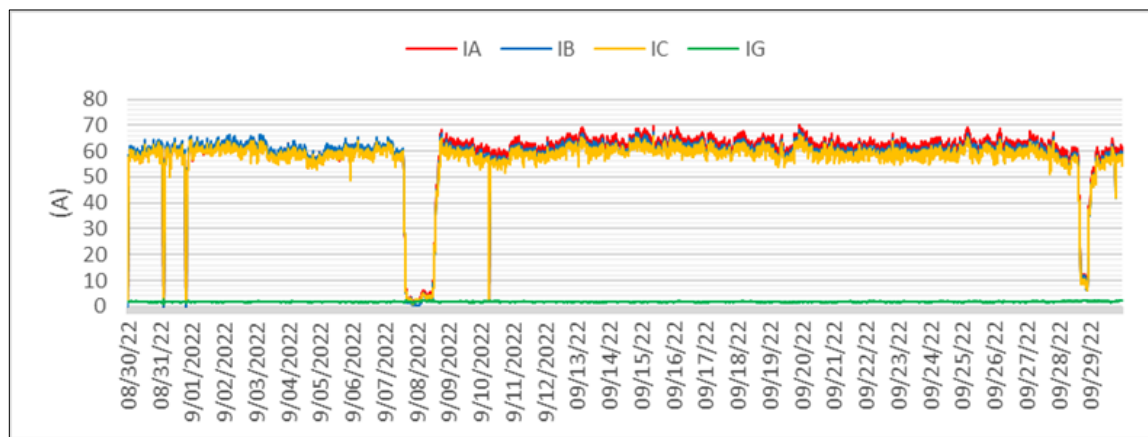
Ajustes Encontrados en el Reconectador 5024_RC_050

Group 1			
Group Settings:			
RID = RECLOSER	SANTA LUCIA	TID = LINEA	SANTA LUCIA TACAZA
CTR = 500.0	CTR _N = 500.0	PTR = 191.0	PTRS = 191.0
Z1MAG = 32.10	Z1ANG = 68.86		
Z0MAG = 95.70	Z0ANG = 72.47	LL = 4.84	
E50P = 1	E50N = 1	E50G = N	E50Q = N
E51P = 1	E51N = 1	E51G = N	E51Q = N
E32 = N	ELOAD = N	ESOTF = N	EVOLT = Y
E25 = N	EFLOC = N	ELOP = N	ECOMM = N
E81 = N	E79 = 2	ESV = 16	
EDEM = THM	50P1P = 2.00		
67P1D = 0.00			
50PP1P= OFF			
50N1P = 0.200			
67N1D = 0.00			
51P1P = 0.20	51P1C = C2	51P1TD= 0.05	51P1RS= N
51P1CT= 0.00	51P1MR= 0.00		
51N1P = 0.020	51N1C = C2	51N1TD= 0.05	51N1RS= N

Nota. En la presente figura se muestran los ajustes de protección del reconectador SEL-351R (5024_RC_050). Fuente: Elaboración propia.

Figura 53

Perfil de Carga del Reconectador 5024_RC_050



Nota. En la presente figura se muestra el perfil de carga almacenado en el mes de septiembre 2022. Fuente: Elaboración propia.

5.1.1.7 Salida 5025

En la Tabla 11, podemos observar la información de los equipos involucrados en la protección de este alimentador. En la **Figura 54**, se muestra el diagrama unifilar para clarificar que equipos deben coordinar entre sí.

Tabla 11

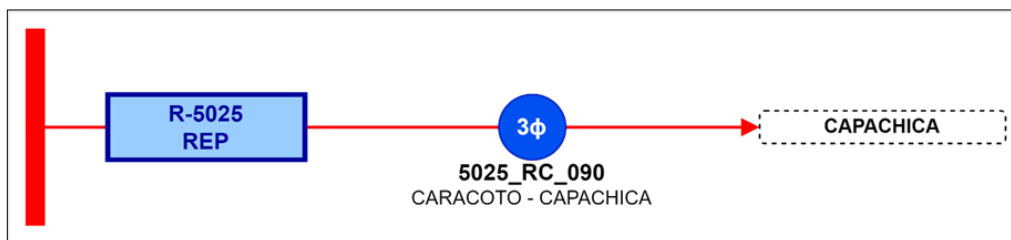
Equipos de protección en salida 5025

CÓDIGO	TIPO	MODELO	TC	REFERENCIA
JLC_5025	RELÉ	MICOM P139	250/1	SALIDA 5025
5025_RC_090	RC/3φ	SEL - 351R	1000/1	CARACOTO - CAPACHICA

Nota. Fuente: Elaboración propia.

Figura 54

Diagrama Unifilar de Salida 5025



Nota. Fuente: Elaboración propia.

5.1.1.7.1 Reconectador 5025_RC_090

En la **Figura 55** se muestran los ajustes de protección encontrados en este reconectador, y en la **Figura 56** se muestra el perfil de carga extraído de la data almacenada del mismo equipo (SEL-351R).

Figura 55

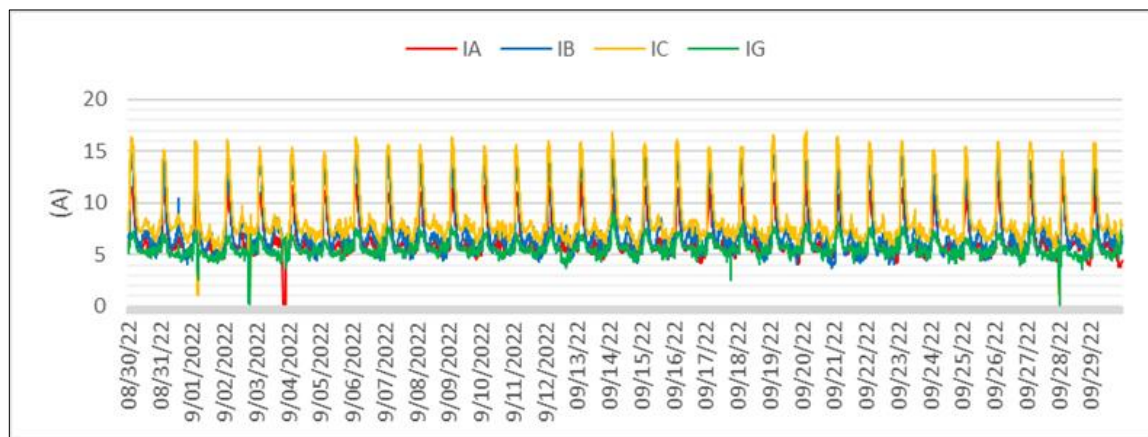
Ajustes Encontrados en el Reconectador 5025_RC_090

Group 1			
Group Settings:			
RID = CARACOTO	CAPACHICA	TID = AL	5025 R90
CTR = 1000.0	CTRN = 1000.0	PTR = 183.0	PTRS = 183.0
Z1MAG = 32.10	Z1ANG = 68.86		
Z0MAG = 95.70	Z0ANG = 72.47	LL = 4.84	
E50P = 1	E50N = 1	E50G = N	E50Q = N
E51P = 1	E51N = 1	E51G = N	E51Q = N
E32 = N	ELOAD = N	ESOTF = N	EVOLT = Y
E25 = N	EFLOC = N	ELOP = N	ECOMM = N
E81 = N	E79 = 2	ESV = 16	
EDEM = THM	50P1P = 0.50		
67P1D = 0.00			
50PP1P= OFF			
50N1P = 0.300			
67N1D = 0.00			
51P1P = 0.10	51P1C = C1	51P1TD= 0.10	51P1RS= N
51P1CT= 0.00	51P1MR= 0.00		
51N1P = 0.020	51N1C = C2	51N1TD= 0.14	51N1RS= N

Nota. En la presente figura se muestran los ajustes de protección del reconectador SEL-351R (5025_RC_090). Fuente: Elaboración propia.

Figura 56

Perfil de Carga del Reconectador 5025_RC_090



Nota. En la presente figura se muestra el perfil de carga almacenado en el mes de septiembre 2022. Fuente: Elaboración propia.

5.1.2 SE Huancané

5.1.2.1 Salida 4001

En la Tabla 12, podemos observar la información de los equipos involucrados en la protección de este alimentador. En la **Figura 57**, se muestra el diagrama unifilar para clarificar que equipos deben coordinar entre sí.

Tabla 12

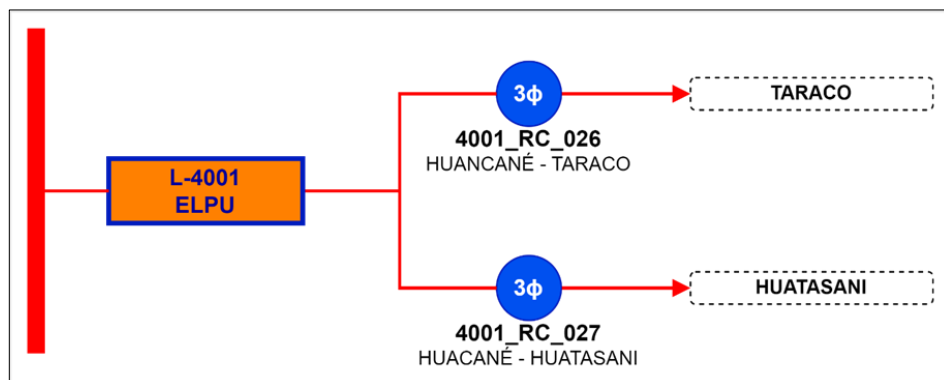
Equipos de protección en salida 4001

CÓDIGO	TIPO	MODELO	TC	REFERENCIA
HCN_4001	RELÉ	GE F650	75/5	SALIDA 4001
4002_RC_026	RC/3φ	SEL - 351R	200/1	HUANCANÉ - TARACO
4002_RC_027	RC/3φ	SEL - 351R	200/1	HUACANÉ - HUATASANI

Nota. Fuente: Elaboración propia.

Figura 57

Diagrama Unifilar de Salida 4001



Nota. Fuente: Elaboración propia.

5.1.2.1.1 Reconector 4001_RC_026

En la **Figura 58** se muestran los ajustes de protección encontrados en este reconector, y en la **Figura 59** se muestra el perfil de carga extraído de la data almacenada del mismo equipo (SEL-351R).

Figura 58

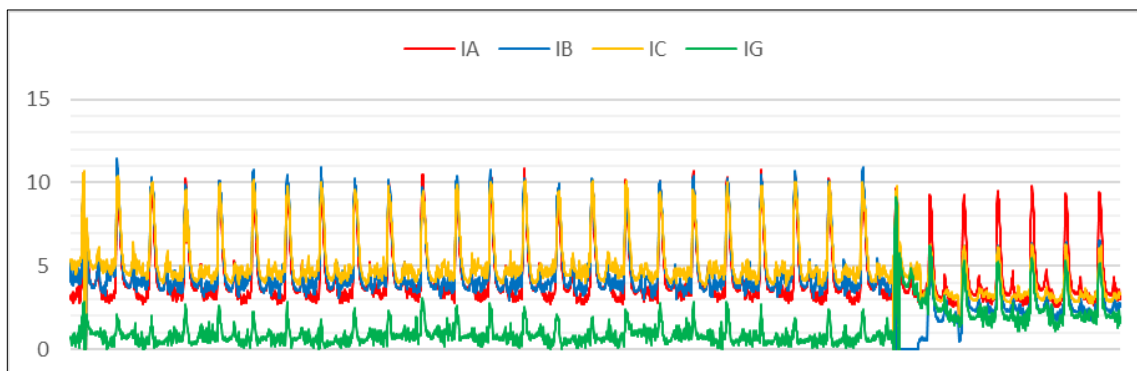
Ajustes Encontrados en el Reconector 4001_RC_026

Group 1			
Group Settings:			
RID = RECLOSER	R26 TARACO	TID = SE HUANCANE	4001
CTR = 200.0	PTR = 182.5	PTRS = 182.5	
Z1MAG = 32.10	Z1ANG = 68.86		
Z0MAG = 95.70	Z0ANG = 72.47	LL = 4.84	
E50P = 1	E50N = 1	E50G = N	E50Q = N
E51P = 1	E51N = 1	E51G = N	E51Q = N
E32 = N	ELOAD = N	ESOTF = N	EVOLT = Y
E25 = N	EFLOC = N	ELOP = N	ECOMM = N
E81 = N	E79 = 2	ESV = 16	EDEM = THM
50P1P = 1.00			
67P1D = 0.00			
50PP1P= OFF			
50N1P = 1.000			
67N1D = 0.00			
51P1P = 0.30	51P1C = C1	51P1TD= 0.09	51P1RS= N
51P1CT= 0.00	51P1MR= 0.00		
51N1P = 0.050	51N1C = C1	51N1TD= 0.06	51N1RS= N

Nota. En la presente figura se muestran los ajustes de protección del reconector SEL-351R (4001_RC_026). Fuente: Elaboración propia.

Figura 59

Perfil de Carga del Reconectador 4001_RC_026



Nota. En la presente figura se muestra el perfil de carga almacenado en el mes de septiembre 2022. Fuente: Elaboración propia.

5.1.2.1.2 Reconectador 4001_RC_027

En la **Figura 60** se muestran los ajustes de protección encontrados en este reconectador, y en la **Figura 61** se muestra el perfil de carga extraído de la data almacenada del mismo equipo (SEL-351R).

Figura 60

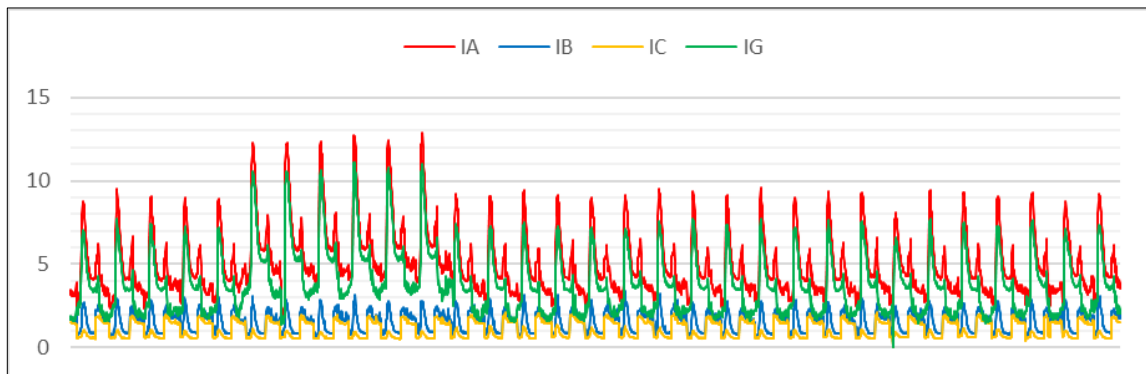
Ajustes Encontrados en el Reconectador 4001_RC_027

Group 1			
Group Settings:			
RID = RECLOSER R27 HUATASANI	TID = SE HUANCANE 4001		
CTR = 200.0	PTR = 182.5	PTRS = 182.5	
Z1MAG = 32.10	Z1ANG = 68.86		
Z0MAG = 95.70	Z0ANG = 72.47	LL = 4.84	
E50P = 1	E50N = 1	E50G = N	E50Q = N
E51P = 1	E51N = 1	E51G = N	E51Q = N
E32 = N	ELOAD = N	ESOTF = N	EVOLT = Y
E25 = N	EFLOC = N	ELOP = N	ECOMM = N
E81 = N	E79 = 2	ESV = 16	EDEM = THM
50P1P = 0.40			
67P1D = 0.00			
50PP1P = OFF			
50N1P = 0.400			
67N1D = 0.00			
51P1P = 0.09	51P1C = C1	51P1TD = 0.05	51P1RS = N
51P1CT = 0.00	51P1MR = 0.00		
51N1P = 0.075	51N1C = C1	51N1TD = 0.06	51N1RS = N

Nota. En la presente figura se muestran los ajustes de protección del reconectador SEL-351R (4001_RC_027). Fuente: Elaboración propia.

Figura 61

Perfil de Carga del Reconectador 4001_RC_027



Nota. En la presente figura se muestra el perfil de carga almacenado en el mes de septiembre 2022. Fuente: Elaboración propia.

5.1.2.2 Salida 4003

En la Tabla 13, podemos observar la información de los equipos involucrados en la protección de este alimentador. En la **Figura 62**, se muestra el diagrama unifilar para clarificar que equipos deben coordinar entre sí.

Tabla 13

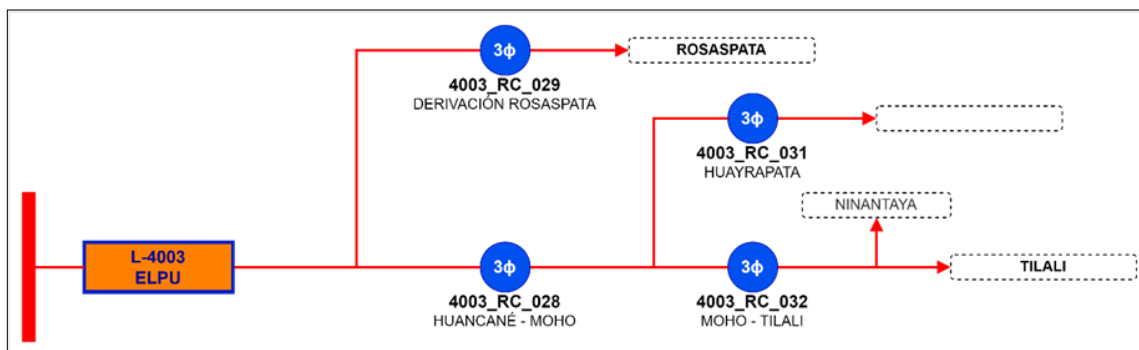
Equipos de protección en salida 4003

CÓDIGO	TIPO	MODELO	TC	REFERENCIA
HCN_4003	RELÉ	GE F650	75/5	SALIDA 4003
4003_RC_028	RC/3 ϕ	SEL - 351R	200/1	HUANCANÉ - MOHO
4003_RC_031	RC/3 ϕ	SEL - 351R	200/1	HUAYRAPATA
4003_RC_032	RC/3 ϕ	SEL - 351R	200/1	MOHO - TILALI
4003_RC_029	RC/3 ϕ	SEL - 351R	200/1	DERIVACIÓN ROSASPATA

Nota. Fuente: Elaboración propia.

Figura 62

Diagrama Unifilar de Salida 4003



Nota. Fuente: Elaboración propia.

5.1.2.2.1 Reconector 4003_RC_029

En la **Figura 63** se muestran los ajustes de protección encontrados en este reconnector, y en la Figura 64 se muestra el perfil de carga extraído de la data almacenada del mismo equipo (SEL-351R).

Figura 63

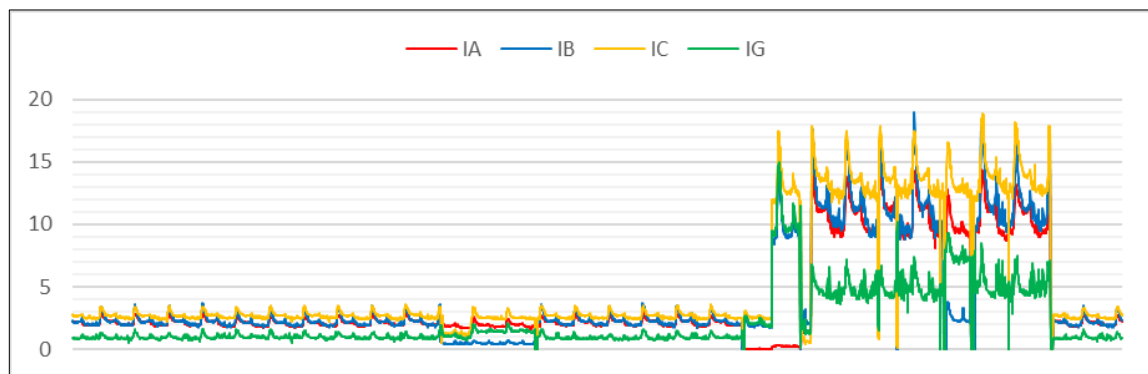
Ajustes Encontrados en el Reconector 4003_RC_029

Group 1			
Group Settings:			
RID	=RECLOSER R29 ROSAPATA	TID	=SE HUANCANE 4003
CTR	= 200.0	PTR	= 182.5
Z1MAG	= 32.10	PTRS	= 182.5
Z0MAG	= 95.70	Z1ANG	= 68.86
E50P	= 1	Z0ANG	= 72.47
E51P	= 1	LL	= 4.84
E32	= N	E50G	= N
E25	= N	E51G	= N
E81	= N	ESOTF	= N
50P1P	= 0.40	ELOP	= N
67P1D	= 0.00	ESV	= 16
50PP1P	= OFF	E50Q	= N
50N1P	= 0.400	E51Q	= N
67N1D	= 0.00	EVOLT	= Y
51P1P	= 0.08	ECOMM	= N
51P1CT	= 0.00	EDEM	= THM
51N1P	= 0.050	51P1C	= C2
		51P1TD	= 0.05
		51P1MR	= 0.00
		51N1TD	= 0.05
		51P1RS	= N
		51N1RS	= N

Nota. En la presente figura se muestran los ajustes de protección del reconnector SEL-351R (4003_RC_029). Fuente: Elaboración propia.

Figura 64

Perfil de Carga del Reconectador 4003_RC_029



Nota. En la presente figura se muestra el perfil de carga almacenado en el mes de septiembre 2022. Fuente: Elaboración propia.

5.1.2.2.2 Reconectador 4003_RC_028

En la **Figura 65** se muestran los ajustes de protección encontrados en este reconectador, y en la **Figura 66** se muestra el perfil de carga extraído de la data almacenada del mismo equipo (SEL-351R).

Figura 65

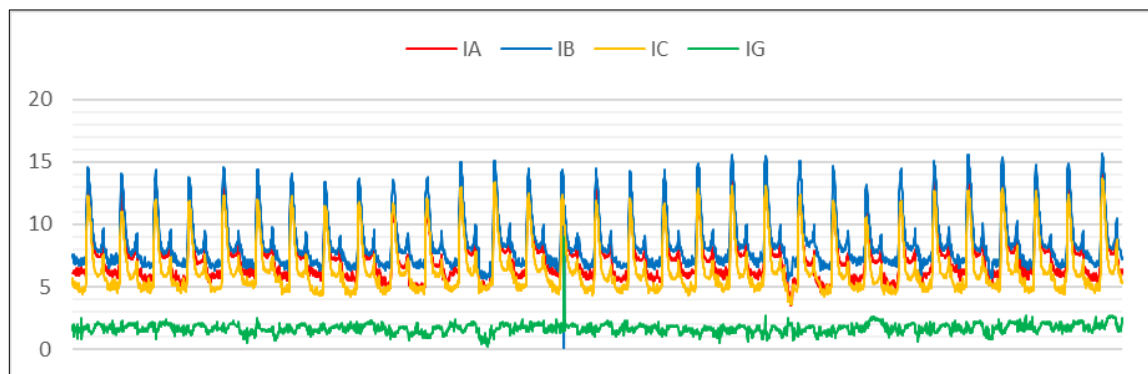
Ajustes Encontrados en el Reconectador 4003_RC_028

Group 1			
Group Settings:			
RID = RECLOSER R28 JIPATA	TID = SE HUANCANE 4003		
CTR = 200.0	PTR = 182.5	PTRS = 182.5	
Z1MAG = 32.10	Z1ANG = 68.86		
Z0MAG = 95.70	Z0ANG = 72.47	LL = 4.84	
E50P = 1	E50N = 1	E50G = N	E50Q = N
E51P = 1	E51N = 1	E51G = N	E51Q = N
E32 = N	ELOAD = N	ESOTF = N	EVOLT = Y
E25 = N	EFLOC = N	ELOP = N	ECOMM = N
E81 = N	E79 = 2	ESV = 16	EDEM = THM
50P1P = 1.60			
67P1D = 0.00			
50PP1P = OFF			
50N1P = 1.500			
67N1D = 0.00			
51P1P = 0.15	51P1C = C1	51P1TD = 0.06	51P1RS = N
51P1CT = 0.00	51P1MR = 0.00		
51N1P = 0.070	51N1C = C1	51N1TD = 0.07	51N1RS = N

Nota. En la presente figura se muestran los ajustes de protección del reconectador SEL-351R (4003_RC_028). Fuente: Elaboración propia.

Figura 66

Perfil de Carga del Reconectador 4003_RC_028



Nota. En la presente figura se muestra el perfil de carga almacenado en el mes de septiembre 2022. Fuente: Elaboración propia.

5.1.2.2.3 Reconectador 4003_RC_031

En la **Figura 67** se muestran los ajustes de protección encontrados en este reconectador, y en la **Figura 68** se muestra el perfil de carga extraído de la data almacenada del mismo equipo (SEL-351R).

Figura 67

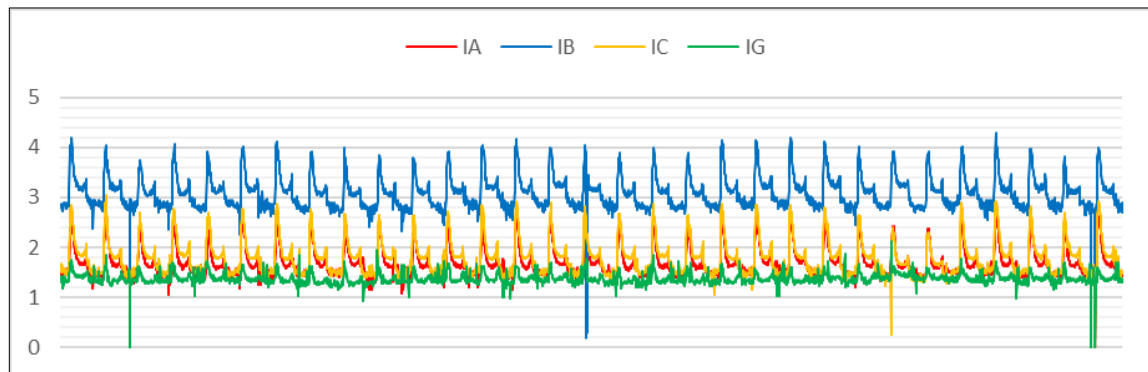
Ajustes Encontrados en el Reconectador 4003_RC_031

Group 1			
Group Settings:			
RID =RECLOSER R31 HUAYRAPATA	TID =SE HUANCANE 4003		
CTR = 200.0	PTR = 182.5	PTRS = 182.5	
Z1MAG = 32.10	Z1ANG = 68.86		
Z0MAG = 95.70	Z0ANG = 72.47	LL = 4.84	
E50P = 1	E50N = 1	E50G = N	E50Q = N
E51P = 1	E51N = 1	E51G = N	E51Q = N
E32 = N	ELOAD = N	ESOTF = N	EVOLT = Y
E25 = N	EFLOC = N	ELOP = N	ECOMM = N
E81 = N	E79 = 2	ESV = 16	EDEM = THM
50P1P = 0.40			
67P1D = 0.00			
50PP1P= OFF			
50N1P = 0.400			
67N1D = 0.00			
51P1P = 0.08	51P1C = C2	51P1TD= 0.05	51P1RS= N
51P1CT= 0.00	51P1MR= 0.00		
51N1P = 0.050	51N1C = C2	51N1TD= 0.05	51N1RS= N

Nota. En la presente figura se muestran los ajustes de protección del reconectador SEL-351R (4003_RC_031). Fuente: Elaboración propia.

Figura 68

Perfil de Carga del Reconectador 4003_RC_031



Nota. En la presente figura se muestra el perfil de carga almacenado en el mes de septiembre 2022. Fuente: Elaboración propia.

5.1.2.2.4 Reconectador 4003_RC_032

En la **Figura 69** se muestran los ajustes de protección encontrados en este reconectador, y en la **Figura 70** se muestra el perfil de carga extraído de la data almacenada del mismo equipo (SEL-351R).

Figura 69

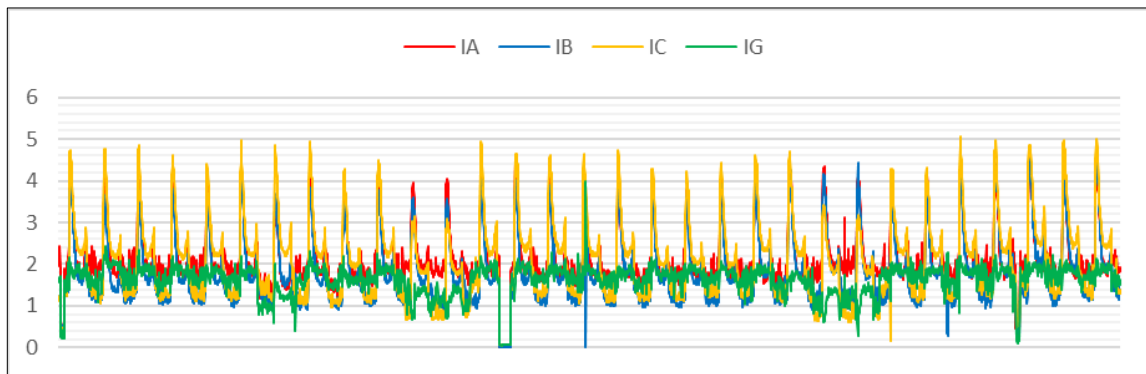
Ajustes Encontrados en el Reconectador 4003_RC_032

Group 1			
Group Settings:			
RID = RECLOSER R32 TILALI	TID = SE HUANCANE 4003		
CTR = 200.0	PTR = 182.5	PTRS = 182.5	
Z1MAG = 32.10	Z1ANG = 68.86		
Z0MAG = 95.70	Z0ANG = 72.47	LL = 4.84	
E50P = 1	E50N = 1	E50G = N	E50Q = N
E51P = 1	E51N = 1	E51G = N	E51Q = N
E32 = N	ELOAD = N	ESOTF = N	EVOLT = Y
E25 = N	EFLOC = N	ELOP = N	ECOMM = N
E81 = N	E79 = 2	ESV = 16	EDEM = THM
50P1P = 0.40			
67P1D = 0.00			
50PP1P = OFF			
50N1P = 0.400			
67N1D = 0.00			
51P1P = 0.08	51P1C = C2	51P1TD = 0.05	51P1RS = N
51P1CT = 0.00	51P1MR = 0.00		
51N1P = 0.050	51N1C = C2	51N1TD = 0.05	51N1RS = N

Nota. En la presente figura se muestran los ajustes de protección del reconectador SEL-351R (4003_RC_032). Fuente: Elaboración propia.

Figura 70

Perfil de Carga del Reconectador 4003_RC_032



Nota. En la presente figura se muestra el perfil de carga almacenado en el mes de septiembre 2022. Fuente: Elaboración propia.

5.1.3 Cargas Registradas

En la Tabla 14 se presenta el resumen del levantamiento de información, mostrando las cargas máximas registradas. Estos parámetros nos servirán para proponer el nuevo estudio de coordinación de protecciones.

Tabla 14

Carga máxima registrada en reconectores

SE	SALIDA	ID	$I_{3\phi}$ (A) - Max	FP - Prom.
JULIACA	5004	RC_095	173.46	0.973
	5006	RC_094	176.71	0.989
	5009	RC_030	15.28	0.546
		RC_063	12.29	0.855
	5022	RC_053	29.41	0.947
	5023	RC_084	40.29	0.973
		RC_049	26.76	0.937
		RC_046	13.57	0.947
		RC_047	5.06	0.487
	5024	RC_083	127.73	0.991
		RC_050	68.22	0.953
	5025	RC_090	14.37	0.637
HUANCANÉ	4001	RC_026	10.6	0.892
		RC_027	5.56	0.974
	4003	RC_029	17.22	0.44
		RC_028	14.57	0.787
		RC_031	3.29	0.487
		RC_032	4.66	0.991

Nota. Fuente: Elaboración propia.

5.2 Verificación de Cortocircuito

El estudio de cálculo de corriente de cortocircuito se realizó bajo la metodología de la norma superposición sin flujo de carga, apoyados en la herramienta computacional DIGSILENT en su versión 15.1.7.

Esta metodología también plantea la ejecución de cortocircuitos en las principales barras de 138 kV y 60 kV, a fin de verificar y actualizar el nivel de corriente al momento de una falla trifásica y monofásica, para la condición más crítica basada en máxima generación.

Para obtener los valores de la Tabla 15, se realizaron los siguientes pasos:

- Se descargó la base de datos DigSILENT del SEIN suministrado por el COES y se validó esta información con el diagrama unifilar del sistema eléctrico de ELPU (ver ANEXO 1).

- b. Con ayuda del software DIgSILENT se redujo todo el sistema al circuito equivalente Thévenin en barras, para la SE Juliaca y la SE Huancané.
- c. Con la data recogida del levantamiento de información, se modelaron las redes de distribución primaria del sistema eléctrico Juliaca.
- d. Finalmente, se simularon cortocircuitos máximos y mínimos en cada barra.

Tabla 15

Cortocircuitos máximos y mínimos en barras de Electro Puno

CORTO CIRCUITO SUBESTACION	(kV)	TRIFASICA		MONOFASICA		R/X	Z2/Z1	X0/X1	R0/X0
		S(MVA)	I (kA)	S(MVA)	I (kA)				
JULIACA - MAX	138	621	2.564	261	3.229	0.14	1.0138	0.3723	0.0649
JULIACA - MIN	138	556.2	2.294	234	2.895	0.16	1.0131	0.3691	0.0796
HUACANE - MAX	60	73.8	0.71	17.2	0.497	0.39	1.002	2.2932	0.3828
HUACANE - MIN	60	64.7	0.623	15.1	0.436	0.48	1.002	2.2879	0.4748

Nota. Fuente: Elaboración propia.

5.3 Criterios de Ajustes para el Sistema Eléctrico Juliaca

El incremento del valor de corriente por encima de los valores máximos de operación es uno de los fenómenos más frecuentes que se presentan cuando hay eventos no deseados en el sistema eléctrico, como por ejemplo en un cortocircuito.

La protección de sobrecorriente es el criterio más antiguo empleado en la protección de todos los componentes de un sistema eléctrico. Es usada como protección principal en alimentadores radiales de distribución, es por ello que se utilizará para mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico Juliaca.

La protección de sobrecorriente mide la corriente de cada fase y la corriente homopolar, con la finalidad de detectar valores elevados de corriente, que se pueden traducir en una falla polifásica o monofásica respectivamente.

Para denominar las distintas funciones de protección de sobrecorriente, existe una codificación de uso general, de acuerdo con la norma ANSI. Los códigos que corresponden a las funciones de sobrecorriente son los siguientes:

- a. **50P/TD:** Relé de sobrecorriente de tiempo definido para fallas entre fases
- b. **50G/N:** Relé de sobrecorriente de tiempo definido para a tierra
- c. **51P:** Relé de sobre corriente de tiempo inverso para fallas entre fases
- d. **51G/N:** Relé de sobrecorriente de tiempo inverso para fallas a tierra

5.3.1 Criterios de Ajuste de la Protección de Sobrecorriente (50/51 – 50N/51N)

La protección de sobrecorriente mide la corriente que circula por el circuito protegido y emite su disparo al interruptor asociado cuando la corriente medida supera el umbral de arranque (corriente de arranque) ajustado y una vez agotado su tiempo de ajuste.

La corriente de arranque de la protección sobrecorriente de fases se ajusta como mínimo al 150% de la máxima corriente de carga del circuito a proteger, y a su vez el ajuste debe permitir detectar fallas bifásicas con resistencias de falla de 5 ohms dentro de su zona de protección.

La corriente de arranque de la protección sobrecorriente de tierra debe ser como mínimo el 20% de la corriente nominal del transformador de corriente, y a su vez el ajuste debe permitir detectar fallas a tierra con resistencias de falla de 50 ohms dentro de su zona de protección.

Para la determinación de los tiempos de actuación se evaluará la coordinación entre relés de protección teniendo en cuenta que se garantice un tiempo de coordinación mínimo de 0.200 segundos

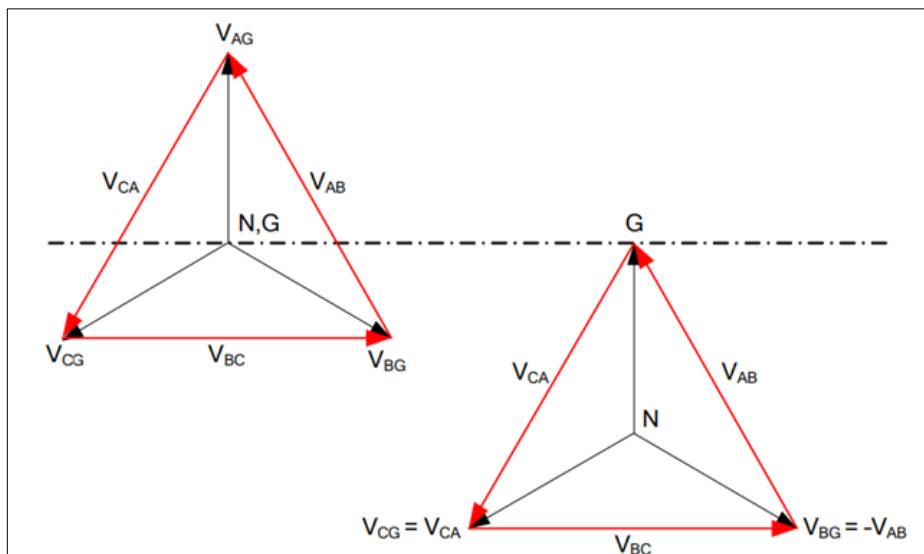
5.3.2 Criterios de Ajuste de la Protección en Sistemas Delta

El principal problema para la coordinación y ajustes en sistemas de protección en el cual no se cuenta con un sistema de aterramiento, es que no es posible obtener una corriente elevada para dar una adecuada selectividad y seguridad a la operación de la protección.

Pero también es importante poder entender el comportamiento del voltaje en un sistema delta, en el cual no contamos con una entrada de sobrecorriente de tierra sensible, pero si con las entradas de tensión, las cuales nos permitirán evaluar las fallas en estos sistemas (**ver Figura 71**).

Figura 71

Comportamiento de las Tensiones ante Fallas en Sistemas Delta



Nota. Fuente: Industrial & Commercial Power System Technical Conference¹⁶

Si bien es cierto no tendremos variación ninguna en los voltajes de fase-fase, a diferencia si evaluamos la tensión de secuencia cero, la cual si tendrá un gran incremento debido a la falla presentada.

Se recomienda activar la función 59G, en los relés y reconectores que estén protegiendo un alimentador en un sistema delta, el ajuste propuesto se tomara con un 20% del valor nominal con un tiempo de actuación de 20 Segundos.

¹⁶ Hou, D. & Fischer, N. (2006). Deterministic high-impedance fault detection and phase selection on ungrounded distribution systems. Power Systems Conference: Advanced Metering, Protection, Control, Communication, and Distributed Resources.

5.3.3 Detección de Conductor Roto

Los elementos de conductor roto están considerados de manera especial, ya que se trata de un conductor que sufrió una ruptura y que ninguno de los dos extremos ha hecho contacto con alguna superficie, para este caso es posible habilitar una función de protección que nos permita únicamente detectar este desbalance, para poder activar esta función es muy importante tener en cuenta el desbalance natural de cada circuito, como criterio de protección se podría estimar un ajuste del 25% de la corriente nominal con 20 segundos, pero una muy buena recomendación es realizar el registro de perfiles de medidas de los circuitos durante un año, para colocar ajustes más sensibles para dicha protección.

5.3.4 Coordinación Relé-Recloser-Fusible

Para el ajuste de las funciones de sobrecorriente de fases en los dispositivos de protección (relé – recloser), se considerará la máxima corriente de carga de los circuitos donde se encuentren instalados, de tal forma que estos dispositivos no operen con corriente de carga.

La secuencia de actuación debe ser en lo posible, ante una falla al final del circuito, fusible (que se encuentra al final), recloser (que se encuentra en el intermedio del circuito alimentador) y relé (que se encuentra en la cabecera del alimentador).

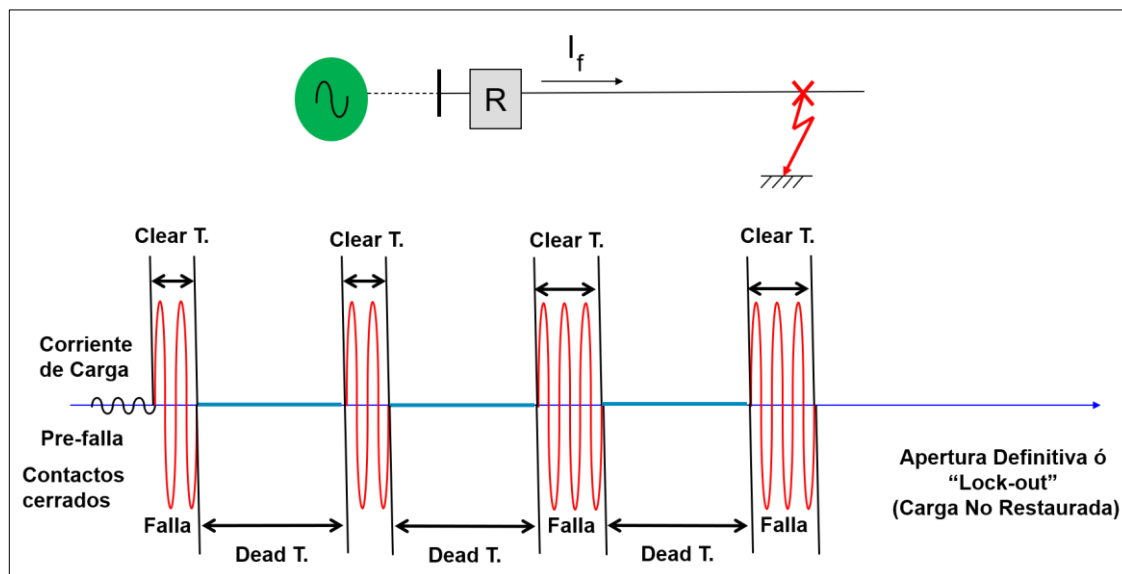
En algunos casos donde los fusibles no logran coordinar adecuadamente con los recloser o relés por encontrarse entre relés y recloser, se prioriza la actuación en primera instancia de los recloser o relés debido a su menor tiempo de reposición del servicio.

5.3.5 Configuración de recierres

Como se mostró en la Tabla 4, ELPU cuenta con dos tipos de reconectadores en el sistema eléctrico Juliaca, los SEL-351R y los Noja Power. Ambos dispositivos permiten configurar múltiples ciclos de recierre (**ver Figura 72**), para reestablecer el suministro tras una falla. Estos recierres son configurables, tanto en cantidad, como en tiempos muertos entre operaciones.

Figura 72

Diagramas de Operación de un Reconectador



Nota. Fuente: Extraído del curso virtual de Protección en Sistemas de Distribución (Alcos, 2023).

Por recomendación del fabricante, se propone ajustar dos recierres en todos los reconectadores de la Tabla 4, de la siguiente manera: tiempo muerto de 5 segundos para el primer recierre, 10 segundos para el segundo recierre, y un tiempo de reclamo o de reseteo del ciclo de recierre de 15 segundos. Esto permitirá que el sistema diferencie entre fallas temporales y permanentes.

5.3.6 Coordinación en Sistemas de Alta Densidad

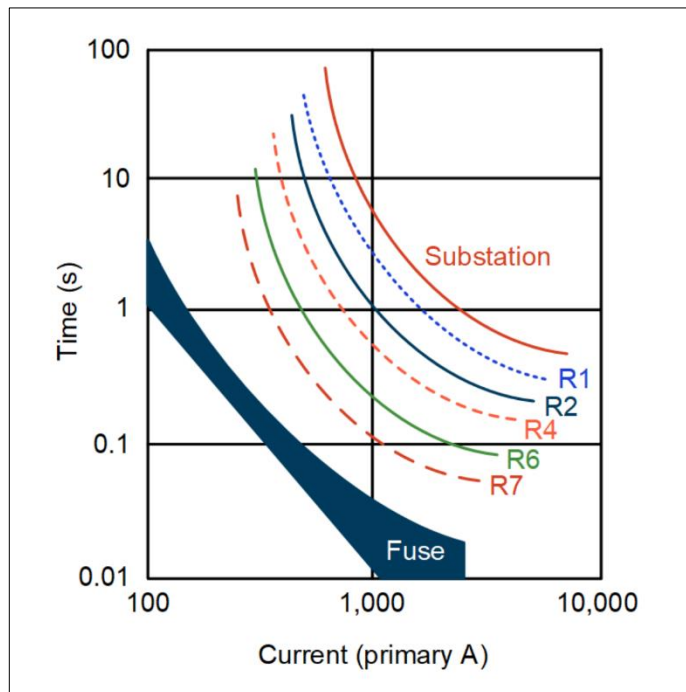
Los sistemas de alta densidad hacen referencia a circuitos en los cuales se cuenta con una gran cantidad de reconectadores muy cercanos unos a otros, esto dificulta realizar una correcta coordinación entre dichos dispositivos, ya que no permite tener una adecuada selectividad, ni tiempos de operación ideales para la protección en los sistemas de distribución.

En la **Figura 73** notamos claramente que, en sistemas de alta densidad, con los métodos de coordinación tradicionales, los márgenes de coordinación entre reconectadores son muy

reducidos. Esto aumenta el riesgo de que, ante una falla, varios de estos dispositivos se bloqueen.

Figura 73

Coordinación Típica en Sistemas de Distribución



Nota. La imagen muestra márgenes de coordinación reducidos en un sistema de alta densidad. Fuente: 76th Annual Georgia Tech Protective Relaying Conference¹⁷

Por lo cual una solución es sectorizar un grupo de reconectores con ajustes similares de protección, y luego realizar una lógica con los recierres, esto nos permitirá seleccionar de manera adecuada la zona con la falla. Es decir, que el recloser de cabecera tendrá un recierre más, que el recloser aguas abajo; esto permitirá que, si la falla está presente en la cola el equipo aguas abajo, ya no realizará el recierre y permitirá que el equipo aguas arriba continúe suministrando energía al sistema.

¹⁷ Ashokkumar et al (2023). Improving Distribution System Reliability With High-Density Coordination and Automatic System Restoration. 76th Annual Georgia Tech Protective Relaying Conference. <https://selinc.com/api/download/137363/>

5.4 Ajustes Propuestos para el Sistema Eléctrico Juliaca

A continuación, se detallan los ajustes propuestos como resultado del estudio de coordinación de protecciones planteado (ver Anexo 2), en base al levantamiento de información realizado y según los criterios de ajustes y coordinación de protecciones indicados en el apartado anterior.

5.4.1 SE Juliaca

Para la subestación, debido al incremento de corto en general y para mantener los márgenes de coordinación con los circuitos entre 200 y 300 ms, es necesario realizar modificaciones a los totalizadores de la barra de 10kV, especialmente a los circuitos 5004, 5006 y 5009 por lo cual se realiza una propuesta para su modificación.

Las **Figura 74, 75 y 76** muestran que actualmente no se tiene una adecuada coordinación entre el relé de cabecera y los reconectores; debido a que los relés de las salidas 5004, 5006 y 5009, tienen configuradas sus protecciones 50P para disparo instantáneo, esto ocasiona que ante una falla aguas abajo de los reconectores, dispare no solamente el reconnector, sino que también dispara el relé de cabecera, sacando de servicio a todo el alimentador.

Cabe resaltar que al ser dispositivos de cabecera y al tener varios reconectores aguas abajo, no es posible implementar disparos instantáneos para el corto a nivel de barra.

Para la Barra de 10kV, se cuenta con un transformador Zig-Zag, el cual dará la referencia para las fallas a tierra, pero por seguridad se recomienda activar los elementos 59G1 al 20% del voltaje nominal, con 20 Segundos de tiempo para el disparo.

Tabla 16

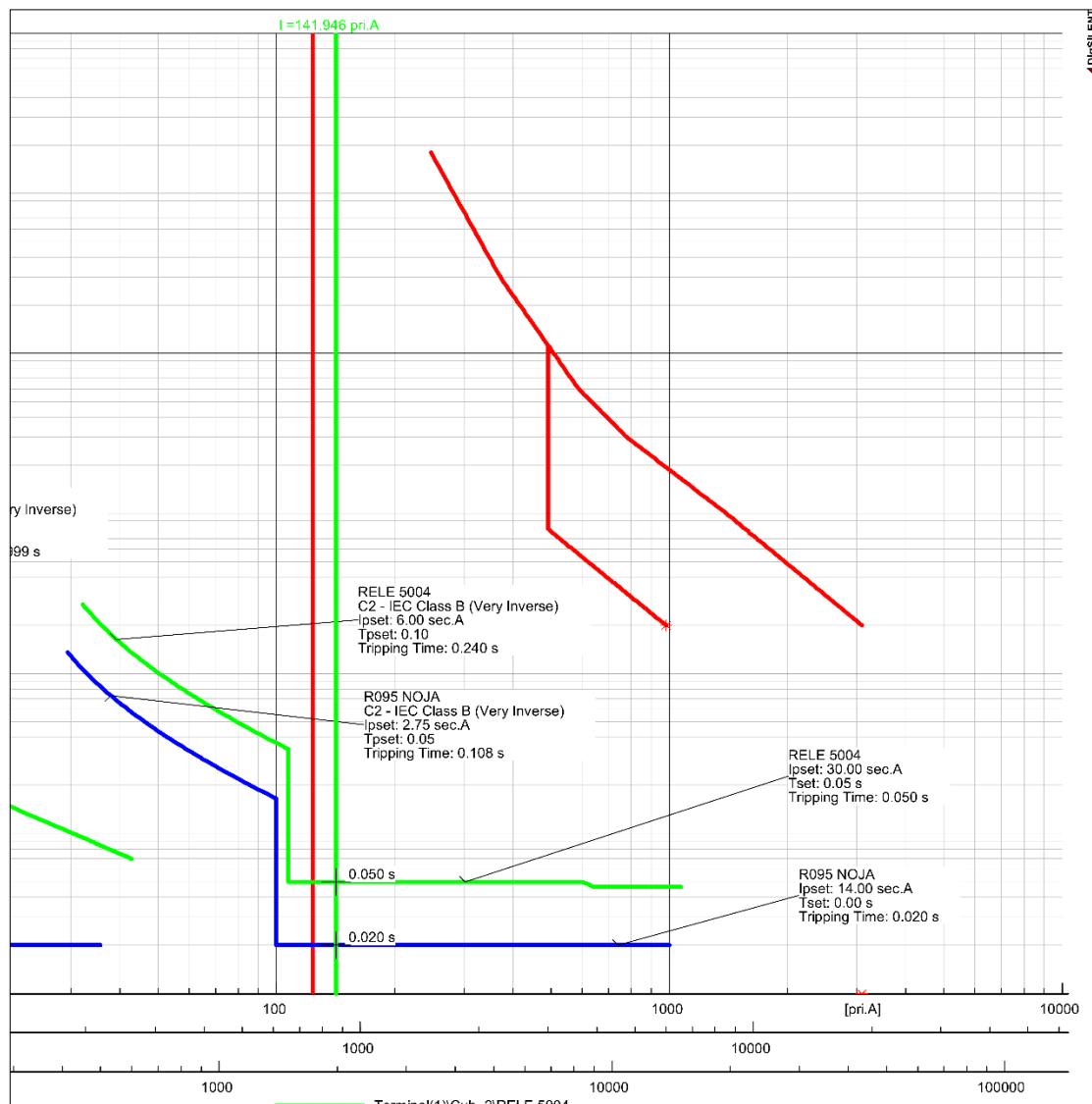
Ajustes actuales en totalizadores

CÓDIGO	TIPO	MODELO	TC	I>	T>(s)	Curva	I>>	T>>(cyc)	Curva
JLC_5004	RELÉ	-	250/5	6	0.1	VI	30	50ms	TD
JLC_5006	RELÉ	-	250/5	5.5	0.1	VI	30	50ms	TD
JLC_5009	RELÉ	-	250/5	6	0.1	VI	20	50ms	TD

Nota. Fuente: Elaboración propia.

Figura 74

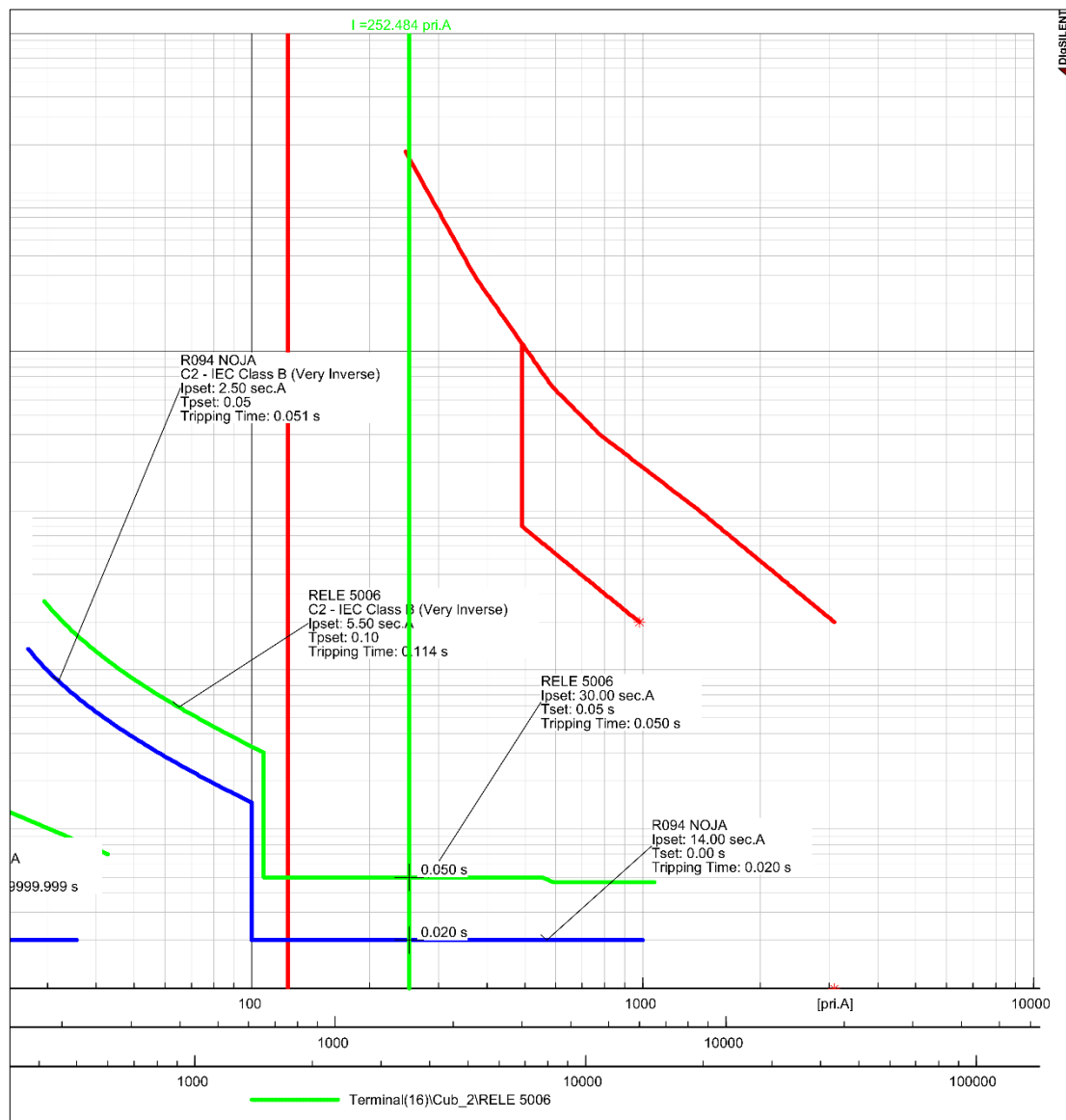
Cortocircuito al 1% - Salida 5004 (Coordinación actual incorrecta)



Nota. Fuente: Elaboración propia.

Figura 75

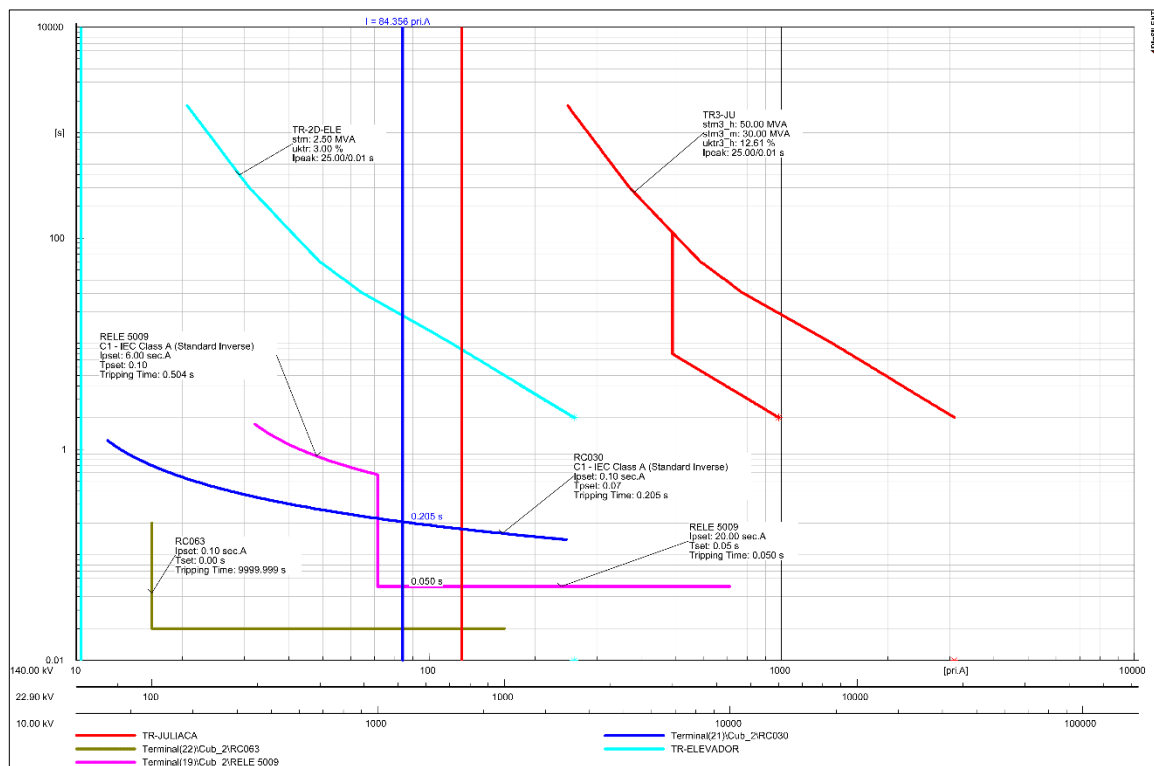
Cortocircuito al 1% - Salida 5006 (Coordinación actual incorrecta)



Nota. Fuente: Elaboración propia.

Figura 76

Cortocircuito al 1% - Salida 5009 (Coordinación actual incorrecta)



Nota. Fuente: Elaboración propia.

A continuación, se muestran los nuevos ajustes propuestos para lograr la coordinación de protecciones en todos los circuitos, resultado del análisis de las curvas de protección de sobrecorriente de fases y de tierra (**ver ANEXO 2**).

5.4.1.1 Totalizadores

Se debe eliminar el disparo instantáneo 50P, debido a que este ajuste no permite ser selectivos, ante fallas aguas abajo de los reconectores.

Tabla 17

Ajustes propuestos en totalizadores

CÓDIGO	TIPO	MODELO	TC	I>	T>(s)	Curva	I>>	T>>(cyc)	Curva
JLC_5004	RELÉ	MICOM P139	250/5	6	0.12	C1	30	250ms	TD
JLC_5006	RELÉ	MICOM P139	250/5	6	0.12	C1	30	250ms	TD
JLC_5009	RELÉ	MICOM P139	250/5	6	0.12	C1	30	250ms	TD

Nota. Fuente: Elaboración propia.

5.4.1.2 Ajuste propuesto en Salida 5004 (L-0152)

Tabla 18

Ajuste propuesto de sobrecorriente de fases (50/51) – Salida 5004

CÓDIGO	TIPO	MODELO	TC	I>	T>(s)	Curva	I>>	T>>(cyc)	Curva
JLC_5004	RELÉ	MICOM P139	250/5	6	0.12	C1	30	250 ms	TD
5004_RC_095	RC/3φ	NOJA	PRIM	275	0.05	C2	1400	0	TD

Nota. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 19

Ajuste propuesto de sobrecorriente de tierra (50N/51N) – Salida 5004

CÓDIGO	TIPO	MODELO	TC	I0>	T0>(s)	Curva	I0>>	T0>>(cyc)	Curva
JLC_5004	RELÉ	MICOM P139	250/5	0.40	0.15	C1	-	-	-
5004_RC_095	RC/3φ	NOJA	PRIM	15	0.05	C2	50	0	DT

Nota. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 20

Ajuste propuesto de sobretensión de secuencia cero (59G) – Salida 5004

CÓDIGO	TIPO	MODELO	TC	50Q>	T>(s)	Curva	59G	T>(S)	Curva
5004_RC_095	RC/3φ	NOJA	PRIM	-	-	-	20%	20	DT

Nota. Fuente: Elaboración propia.

5.4.1.3 Salida 5006 (L-0154)

Tabla 21

Función de sobrecorriente de fases (50/51) – Salida 5006

CÓDIGO	TIPO	MODELO	TC	I>	T>(s)	Curva	I>>	T>>(cyc)	Curva
JLC_5006	RELÉ	MICOM P139	250/5	6	0.12	C1	30	250 ms	TD
5006_RC_094	RC/3φ	NOJA	PRIM	250	0.05	C2	1400	0	TD

Nota. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 22

Función de sobrecorriente de tierra (50N/51N) – Salida 5006

CÓDIGO	TIPO	MODELO	TC	I0>	T0>(s)	Curva	I0>>	T0>>(cyc)	Curva
JLC_5006	RELÉ	MICOM P139	250/5	0.40	0.15	C1	-	-	-
5006_RC_094	RC/3φ	NOJA	X	15	0.05	C2	50	0	DT

Nota. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 23

Función de sobretensión de secuencia cero (59G) – Salida 5006

CÓDIGO	TIPO	MODELO	TC	50Q>	T>(s)	Curva	59G	T>(S)	Curva
5006_RC_094	RC/3φ	NOJA	PRIM	-	-	-	20%	20	DT

Nota. Fuente: Elaboración propia.

5.4.1.4 Salida 5009 (L-0157)

Tabla 24

Función de sobrecorriente de fases (50/51) – Salida 5009

CÓDIGO	TIPO	MODELO	TC	I>	T>(s)	Curva	I>>	T>>(cyc)	Curva
JLC_5009	RELÉ	MICOM P139	250/5	6	0.12	C1	30	250 ms	TD
5009_RC_030	RC/3φ	SEL - 351R	500/1	0.1	0.07	C1	-	-	-
5009_RC_063	RC/3φ	SEL - 351R	1000/1	-	-	-	0.10	0	TD

Nota. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 25***Función de sobrecorriente de tierra (50N/51N) – Salida 5009***

CÓDIGO	TIPO	MODELO	TC	I _{0>}	T _{0>} (s)	Curva	I _{0>>}	T _{0>>} (cyc)	Curva
JLC_5009	RELÉ	MICOM P139	250/5	1.5	0.24	C1	-	-	-
5009_RC_030	RC/3φ	SEL - 351R	500/1	0.04	0.15	C1	-	-	-
5009_RC_063	RC/3φ	SEL - 351R	1000/1	0.02	0.06	C2	0.25	0	DT

Nota. Fuente: Elaboración propia.

5.4.1.5 Salida 5022**Tabla 26*****Función de sobrecorriente de fases (50/51) – Salida 5022***

CÓDIGO	TIPO	MODELO	TC	I _{>}	T _{>} (s)	Curva	I _{>>}	T _{>>} (cyc)	Curva
JLC_5022	RELÉ	MICOM P139	250/1	1.3	0.1	C1	-	-	-
5022_RC_053	RC/3φ	SEL - 351R	1000/1	0.1	0.07	C2	-	-	-

Nota. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 27***Función de sobrecorriente de tierra (50N/51N) – Salida 5022***

CÓDIGO	TIPO	MODELO	TC	I _{0>}	T _{0>} (s)	Curva	I _{0>>}	T _{0>>} (cyc)	Curva
JLC_5022	RELÉ	MICOM P139	250/1	0.25	0.15	C1	-	-	-
5022_RC_053	RC/3φ	SEL - 351R	1000/1	0.02	0.08	C1	0.1	0	DT

Nota. Fuente: Elaboración propia.

5.4.1.6 Salida 5023**Tabla 28*****Función de sobrecorriente de fases (50/51) – Salida 5023***

CÓDIGO	TIPO	MODELO	TC	I _{>}	T _{>} (s)	Curva	I _{>>}	T _{>>} (cyc)	Curva
JLC_5023	RELÉ	MICOM P139	250/1	1.3	0.1	C1	-	-	-
5023_RC_084	RC/3φ	NOJA	1/1	60	0.3	C2	-	-	-
5023_RC_049	RC/3φ	SEL - 351R	200/1	0.25	0.14	C2	-	-	-
5023_RC_046	RC/3φ	SEL - 351R	200/1	0.1	0.05	C2	-	-	-
5023_RC_047	RC/3φ	SEL - 351R	200/1	0.1	0.05	C2	-	-	-

Nota. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 29***Función de sobrecorriente de tierra (50N/51N) – Salida 5023***

CÓDIGO	TIPO	MODELO	TC	I0>	T0>(s)	Curva	I0>>	T0>>(cyc)	Curva
JLC_5023	RELÉ	MICOM P139	250/1	0.25	0.15	C1	-	-	-
5023_RC_084	RC/3φ	NOJA	1/1	25	0.15	C1	750	0ms	DT
							480	200ms	DT
5023_RC_049	RC/3φ	SEL - 351R	200/1	0.06	0.1	C1	2.4	0	DT
5023_RC_046	RC/3φ	SEL - 351R	200/1	0.05	0.05	C3	-	-	DT
5023_RC_047	RC/3φ	SEL - 351R	200/1	0.05	0.05	C3	-	-	DT

Nota. Fuente: Elaboración propia.

5.4.1.7 Salida 5024**Tabla 30*****Función de sobrecorriente de fases (50/51) – Salida 5024***

CÓDIGO	TIPO	MODELO	TC	I>	T>(s)	Curva	I>>	T>>(cyc)	Curva
JLC_5024	RELÉ	MICOM P139	250/1	1.3	0.1	C1	-	-	-
5024_RC_083	RC/3φ	NOJA	1/1	200	0.1	C2	-	-	-
5024_RC_054	RC/3φ	SEL - 351R	200/1	0.6	0.09	C2	-	-	-
5024_RC_050	RC/3φ	SEL - 351R	500/1	0.2	0.05	C3	-	-	-

Nota. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 31***Función de sobrecorriente de tierra (50N/51N) – Salida 5024***

CÓDIGO	TIPO	MODELO	TC	I0>	T0>(s)	Curva	I0>>	T0>>(cyc)	Curva
JLC_5024	RELÉ	MICOM P139	250/1	0.25	0.15	C1	-	-	-
5024_RC_083	RC/3φ	NOJA	1/1	30	0.11	C1	750	0ms	DT
5024_RC_054	RC/3φ	SEL - 351R	200/1	0.14	0.06	C1	1.75	0	DT
5024_RC_050	RC/3φ	SEL - 351R	500/1	0.05	0.05	C2	0.32	0	DT

Nota. Fuente: Elaboración propia.

5.4.1.8 Salida 5025

Tabla 32

Función de sobrecorriente de fases (50/51) – Salida 5025

CÓDIGO	TIPO	MODELO	TC	I>	T>(s)	Curva	I>>	T>>(cyc)	Curva
JLC_5025	RELÉ	MICOM P139	250/1	1.3	0.1	C1	-	-	-
5025_RC_090	RC/3φ	SEL - 351R	1000/1	0.1	0.07	C2	-	-	-

Nota. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 33

Función de sobrecorriente de tierra (50N/51N) – Salida 5025

CÓDIGO	TIPO	MODELO	TC	I0>	T0>(s)	Curva	I0>>	T0>>(cyc)	Curva
JLC_5025	RELÉ	MICOM P139	250/1	0.25	0.15	C1	-	-	-
5025_RC_090	RC/3φ	SEL - 351R	1000/1	0.02	0.05	C1	0.1	0	DT

Nota. Fuente: Elaboración propia.

5.4.2 SE Huancané

Para la subestación, debido al incremento de corto en general y para mantener los márgenes de coordinación con los circuitos entre 200 y 300 ms, es necesario realizar modificaciones en los relés de cabecera 4001 y 4003, por lo cual se realiza una propuesta para su modificación. Cabe resaltar que al ser dispositivos de cabecera y al tener varios reconectores aguas abajo, no es posible implementar disparos instantáneos para el corto a nivel de barra. A continuación, se muestran los nuevos ajustes propuestos para lograr la coordinación de protecciones en todos los circuitos.

5.4.2.1 Salida 4001

Tabla 34

Función de sobrecorriente de fases (50/51) – Salida 4001

CÓDIGO	TIPO	MODELO	TC	I>	T>(s)	Curva	I>>	T>>(cyc)	Curva
HCN_4001	RELÉ	GE F650	75/5	6.5	0.07	C1	-	-	-
4001_RC_026	RC/3φ	SEL - 351R	200/1	0.15	0.1	C2	1	0	DT
4001_RC_027	RC/3φ	SEL - 351R	200/1	0.15	0.1	C2	0.4	0	DT

Nota. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 35

Función de sobrecorriente de tierra (50N/51N) – Salida 4001

CÓDIGO	TIPO	MODELO	TC	I0>	T0>(s)	Curva	I0>>	T0>>(cyc)	Curva
HCN_4001	RELÉ	GE F650	75/5	1.5	0.12	C1	40	12	DT
4002_RC_026	RC/3φ	SEL - 351R	200/1	0.08	0.06	C1	0.4	0	DT
4002_RC_027	RC/3φ	SEL - 351R	200/1	0.08	0.06	C1	0.4	0	DT

Nota. Fuente: Elaboración propia.

5.4.2.2 Salida 4003

Tabla 36

Función de sobrecorriente de fases (50/51) – Salida 4003

CÓDIGO	TIPO	MODELO	TC	I>	T>(s)	Curva	I>>	T>>(cyc)	Curva
HCN_4003	RELÉ	GE F650	75/5	6.5	0.09	C1	-	-	-
4003_RC_028	RC/3φ	SEL - 351R	200/1	0.15	0.09	C1	2.4	0	DT
4003_RC_031	RC/3φ	SEL - 351R	200/1	0.08	0.05	C2	0.4	0	DT
4003_RC_032	RC/3φ	SEL - 351R	200/1	0.08	0.05	C2	0.4	0	DT
4003_RC_029	RC/3φ	SEL - 351R	200/1	0.15	0.09	C1	2.4	0	DT

Nota. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 37***Función de sobrecorriente de tierra (50N/51N) – Salida 4003***

CÓDIGO	TIPO	MODELO	TC	I0>	T0>(s)	Curva	I0>>	T0>>(cyc)	Curva
HCN_4003	RELÉ	GE F650	75/5	1.5	0.45	C2	40	12	DT
4003_RC_028	RC/3φ	SEL - 351R	200/1	0.13	0.18	C2	2	0	DT
4003_RC_031	RC/3φ	SEL - 351R	200/1	0.08	0.05	C2	0.4	0	DT
4003_RC_032	RC/3φ	SEL - 351R	200/1	0.08	0.05	C2	0.4	0	DT
4003_RC_029	RC/3φ	SEL - 351R	200/1	0.13	0.18	C2	2	0	DT

Nota. Fuente: Elaboración propia.

CAPÍTULO VI. Análisis y Discusión de Resultados

6.1 Análisis de Resultados

Del levantamiento de información realizado (ver Tabla 16), se identificaron los equipos de protección existentes en el sistema eléctrico Juliaca que no se encuentran debidamente coordinados, como por ejemplo, los relés de cabecera de los circuitos 5004, 5006 y 5009 tienen configurados los disparos de sus protecciones 50P con tiempo instantáneo, lo que origina que ante fallas aguas abajo de los reconectores, operen erróneamente dichos relés, dejando sin servicio eléctrico a todo el alimentador, perjudicando a una gran cantidad de clientes. En las Tablas 38 y 39, observamos la cantidad y duración de las interrupciones en los alimentadores del sistema eléctrico Juliaca en el año 2022.

Tabla 38

Cantidad de interrupciones en el sistema eléctrico Juliaca – Año 2022

		CANTIDAD DE INTERRUPCIONES									
		SISTEMA ELECTRICO JULIACA								SE HUANCANÉ	
AÑO	MES	SE JULIACA									
		5004	5006	5009	5022	5023	5024	5025		4001	4003
2022	ENERO	0	0	1	1	1	0	5		5	16
	FEBRERO	1	1	6	1	1	1	0		2	9
	MARZO	3	1	2	2	7	1	8		9	20
	ABRIL	1	2	0	0	1	0	0		5	5
	MAYO	0	2	0	0	0	0	1		0	1
	JUNIO	0	0	0	1	1	1	1		0	0
	JULIO	0	1	0	0	1	0	0		0	0
	AGOSTO	0	1	1	0	1	1	1		1	2
	SETIEMBRE	0	0	0	0	0	0	0		1	6
	OCTUBRE	1	0	3	0	0	0	0		3	7
	NOVIEMBRE	1	2	4	0	1	2	0		2	14
	DICIEMBRE	0	1	1	2	2	1	1		2	4
TOTAL		7	11	18	7	16	7	17		30	84

Nota. Fuente: Adaptado del reporte de interrupciones en alimentadores de ELPU.

Tabla 39

Duración de interrupciones en el sistema eléctrico Juliaca – Año 2022

AÑO	MES	DURACIÓN DE INTERRUPCIONES									
		SISTEMA ELECTRICO JULIACA									
		SE JULIACA								SE HUANCANÉ	
		5004	5006	5009	5022	5023	5024	5025		4001	4003
2022	ENERO	00:00:00	00:00:00	00:02:00	00:04:00	00:02:00	00:00:00	00:07:56		00:01:35	00:04:00
	FEBRERO	00:02:00	00:01:00	01:01:34	00:12:00	00:03:01	00:02:00	00:00:00		00:04:26	00:24:47
	MARZO	01:52:00	01:49:00	01:52:15	01:48:00	02:23:20	01:45:00	02:01:00		00:20:53	02:06:23
	ABRIL	00:03:00	00:05:10	00:00:00	00:00:00	00:02:00	00:00:00	00:00:00		00:38:07	01:21:13
	MAYO	00:00:00	00:04:01	00:00:00	00:00:00	00:00:00	00:00:00	00:03:00		00:00:00	00:31:37
	JUNIO	00:00:00	00:00:00	00:00:00	00:03:00	00:59:00	00:02:00	00:02:00		00:00:00	00:00:00
	JULIO	00:00:00	07:10:00	00:00:00	00:00:00	00:03:00	00:00:00	00:00:00		00:00:00	00:00:00
	AGOSTO	00:00:00	00:03:31	00:02:00	00:00:00	01:18:31	01:41:00	03:11:48		00:17:15	00:02:14
	SETIEMBRE	00:00:00	00:00:00	00:00:00	00:00:00	00:00:00	00:00:00	00:00:00		00:06:11	00:11:05
	OCTUBRE	00:02:00	00:00:00	01:14:00	00:00:00	00:00:00	00:00:00	00:00:00		03:56:53	02:40:38
	NOVIEMBRE	00:01:00	00:05:00	00:05:30	00:00:00	00:24:00	00:04:00	00:00:00		00:04:07	02:50:02
	DICIEMBRE	00:00:00	00:03:00	00:02:00	00:03:00	00:24:00	00:02:50	00:03:00		00:03:59	01:23:44
TOTAL		02:00:00	09:20:42	04:19:19	02:10:00	05:38:52	03:36:50	05:28:44		05:33:26	11:35:43

Nota. Fuente: Adaptado del reporte de interrupciones en alimentadores de ELPU.

Asimismo, como se observa en la Figura 3, el sistema eléctrico Juliaca concentra al 40% de clientes de ELPU, es por ello que se identificó el gran impacto que tiene la mala coordinación entre relés y reconectadores en este sistema eléctrico, lo cual ocasiona que los índices que SAIDI y SAIFI en ELPU no sean óptimos.

En base al presente trabajo de investigación, se propone una mejora en la coordinación de las curvas de protección de sobrecorriente de fase y sobrecorriente de tierra de cada reconectador y relé de cabecera (ver ANEXO 2), de los alimentadores 5004, 5006, 5009, 5022, 5023, 5024, 5025, 4001 y 4003, pertenecientes al sistema eléctrico Juliaca.

La modificación recomendada en los ajustes de ciertos dispositivos, responde a un análisis entre pares de equipos de protección, lo cual provee de una mejor selectividad y mayor seguridad en la continuidad del suministro eléctrico, ante cualquier falla ocurrida en dichos alimentadores.

Los resultados de este proyecto pueden ser validados, comparando la información de los indicadores SAIDI, SAIFI de ELPU, en conjunto con los reportes de fallas en el sistema eléctrico Juliaca, de los años 2022 y 2023. Considerando que ELPU modificó los ajustes de protección de sus relés y reconectadores en diciembre 2022, en base a lo propuesto por el estudio de coordinación de la presente investigación.

En ese sentido, en la Tablas 40 y 41, podemos observar una mejora considerable en la cantidad y duración de las interrupciones en el año 2023, después del reajuste de los dispositivos de protección involucrados en el estudio.

Tabla 40

Cantidad de interrupciones en el sistema eléctrico Juliaca – Año 2023

		CANTIDAD DE INTERRUPCIONES								
		SISTEMA ELECTRICO JULIACA								
AÑO	MES	SE JULIACA							SE HUANCANÉ	
		5004	5006	5009	5022	5023	5024	5025	4001	4003
2023	ENERO	1	2	0	0	0	0	0	2	8
	FEBRERO	1	0	0	0	0	0	0	1	7
	MARZO	0	0	0	0	0	0	0	3	15
	ABRIL	0	0	1	2	0	0	0	2	6
	MAYO	0	0	0	0	0	0	0	0	3
	JUNIO	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	JULIO	1	0	1	0	0	0	1	0	3
	AGOSTO	1	0	1	1	0	0	0	0	1
	SETIEMBRE	0	0	0	1	0	0	0	1	7
	OCTUBRE	1	0	1	0	0	0	0	0	7
	NOVIEMBRE	1	1	3	2	2	2	2	6	10
	DICIEMBRE	0	1	1	0	1	0	0	7	3
TOTAL		6	4	8	6	3	2	3	22	70

Nota. Fuente: Adaptado del reporte de interrupciones en alimentadores de ELPU.

Tabla 41

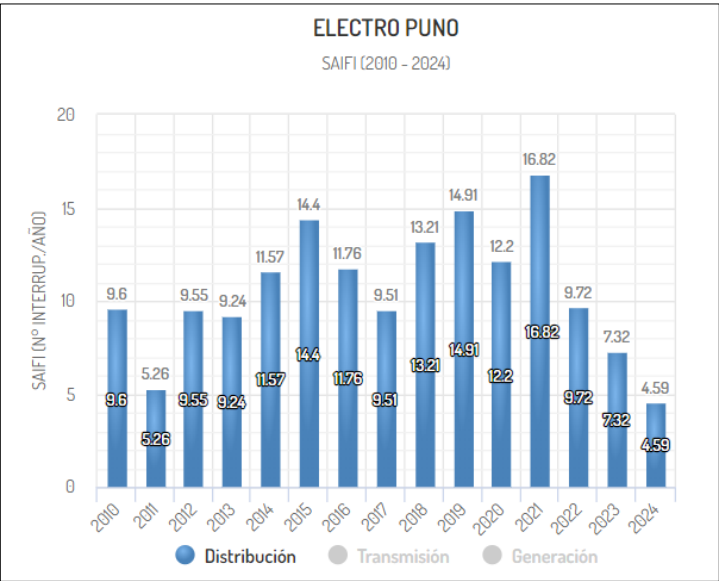
Duración de interrupciones en el sistema eléctrico Juliaca – Año 2023

		DURACIÓN DE INTERRUPCIONES								
		SISTEMA ELECTRICO JULIACA								
AÑO	MES	SE JULIACA							SE HUANCANÉ	
		5004	5006	5009	5022	5023	5024	5025	4001	4003
2023	ENERO	00:02:00	00:04:00	00:00:00	00:00:00	00:00:00	00:00:00	00:00:00	00:03:45	01:12:19
	FEBRERO	00:08:00	00:00:00	00:00:00	00:00:00	00:00:00	00:00:00	00:00:00	00:02:23	01:21:03
	MARZO	00:00:00	00:00:00	00:00:00	00:00:00	00:00:00	00:00:00	00:00:00	00:08:06	01:47:13
	ABRIL	00:03:00	00:00:00	00:15:00	00:13:59	00:00:00	00:00:00	00:00:00	02:27:01	01:39:33
	MAYO	00:00:00	00:00:00	00:00:00	00:04:00	00:00:00	00:00:00	00:00:00	00:00:00	00:08:23
	JUNIO	00:00:00	00:00:00	00:00:00	00:00:00	00:00:00	00:00:00	00:00:00	00:00:00	00:00:00
	JULIO	00:04:00	00:00:00	00:02:35	00:00:00	00:00:00	00:00:00	00:02:00	00:00:00	00:15:21
	AGOSTO	00:02:50	00:00:00	00:19:00	00:02:57	00:00:00	00:00:00	00:00:00	00:00:00	00:18:39
	SETIEMBRE	00:00:00	00:00:00	00:00:00	00:02:50	00:00:00	00:00:00	00:00:00	00:30:05	01:40:01
	OCTUBRE	00:02:00	00:00:00	00:02:00	00:00:00	00:00:00	00:00:00	00:00:00	00:00:00	00:18:30
	NOVIEMBRE	00:14:00	00:14:00	00:19:00	00:24:00	00:51:00	00:18:00	00:18:00	00:59:47	01:02:42
	DICIEMBRE	00:00:00	00:06:00	00:01:00	00:00:00	00:08:00	00:00:00	00:00:00	00:15:58	00:33:40
TOTAL		00:35:50	00:24:00	00:58:35	00:47:46	00:59:00	00:18:00	00:20:00	04:27:05	10:17:24

Nota. Fuente: Adaptado del reporte de interrupciones en alimentadores de ELPU.

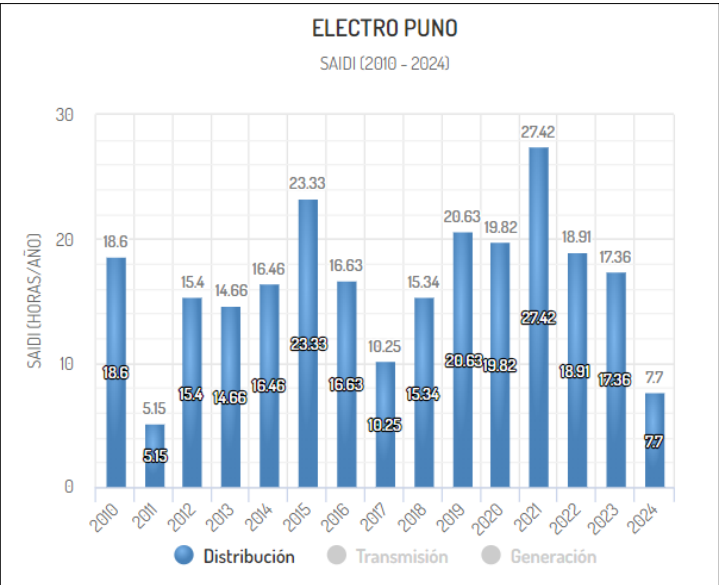
Además, comparando los índices de calidad SAIDI y SAIFI publicados por Osinergmin, de los años 2022, 2023 y 2024, se observa una mejora considerable en la calidad de suministro eléctrico de Electro Puno (ver Figuras 77 y 78), luego de haber ejecutado lo propuesto en el estudio de coordinación de protecciones.

Figura 77
Evolución del SAIFI en Electro Puno



Nota. Fuente: Osinerghmin (2024). Interrupciones por sistema eléctrico¹⁸.

Figura 78
Evolución del SAIDI en Electro Puno



Nota. Fuente: Osinerghmin (2024). Interrupciones por sistema eléctrico.

¹⁸ Osinerghmin (2024), Interrupciones por sistema eléctrico. [Online]. <https://gisem.osinerghmin.gob.pe/InterrupcionesxSE/>

Conclusiones

1. El levantamiento de información, en conjunto con el uso de software especializado, son herramientas muy útiles para identificar que equipos son los causantes de una mala coordinación de protecciones. En este caso, gracias a ello se pudo determinar que los relés de cabecera de los circuitos del sistema eléctrico Juliaca, no contaban con una correcta coordinación con sus reconectadores aguas abajo, esto ocasionaba disparos no selectivos en dichos relés, y no permitía que estos dispositivos de reconexión automática cumplieran su función principal, de aislar la falla y reponerla, afectando a la mínima cantidad de usuarios. Por el contrario, esos disparos erróneos ocasionaban que todo el ramal saliera de servicio, afectando a gran cantidad de clientes.
2. La mala coordinación de protecciones en el sistema eléctrico Juliaca afecta en gran medida a los indicadores de calidad SAIDI y SAIFI de Electro Puno, ya que actualmente en Juliaca se concentra una gran cantidad de clientes de ELPU, aproximadamente el 40% del total.
3. Al mejorar la coordinación de protecciones entre relés y reconectadores en el sistema eléctrico Juliaca, se redujo el indicador de calidad SAIDI de ELPU de 18.91 h/año (horas por año en 2022) a 17.36 h/año (2023), disminuyendo un 8% el tiempo de duración de las interrupciones que se presentan al año. Asimismo, también se redujo el SAIFI de 9.72 int/año (interrupciones por año en 2022) a 7.32 int/año (2023), mejorando 25% este parámetro.
4. En base a lo mencionado anteriormente, la presente investigación logra evidenciar la mejora de los indicadores de calidad SAIDI y SAIFI de ELPU, a partir de la realización de un estudio de coordinación de protecciones actualizado y con datos del sistema eléctrico Juliaca, validados en campo.

Recomendaciones

1. Se recomienda utilizar equipos especializados para contribuir a seguir mejorando la calidad de suministro eléctrico, como los indicadores de falla. Equipos que son capaces de brindar la ubicación exacta de la falla, ayudando en disminuir los tiempos de reposición ante fallas permanentes.
2. Debido al incremento constante de la demanda, se recomienda realizar estudios de coordinación anuales a fin de garantizar que los tiempos de coordinación sean los óptimos y que el sistema sea selectivo.
3. Se recomienda ampliar el estudio considerando todos los sistemas eléctricos de ELP, a fin de seguir mejorando los indicadores SAIDI y SAIFI, y por ende mejorando la calidad de suministro.
4. Se recomienda reemplazar el reconectador inoperativo 5024_RC_054 (Huataquita), perteneciente al alimentador 5024, para mejorar la selectividad.
5. Se recomienda mantener actualizada la base de datos GIS, la cual cuenta con información de suma importancia de toda la red ELP.

Referencias

- Alcos, M. (2023). Protección en Sistemas de Distribución [Curso en línea]. Redelcom Academy.
<https://redelcom-academy.com/>
- Ashokkumar et al (2023). Improving Distribution System Reliability With High-Density Coordination and Automatic System Restoration. 76th Annual Georgia Tech Protective Relaying Conference. <https://selinc.com/api/download/137363/>
- Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad de Puno Sociedad Anónima Abierta [Electro Puno S.A.A.] (2023). Memoria anual 2022.
<https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/4325121/MEMORIA%20ANUAL%202022.pdf>
- Espinosa, R. y Lara, A. (1990). Sistemas de Distribución (1ª ed.). Editorial Limusa.
- Glover et al (2011). Power System Analysis and Design (5ª ed.). Cengage Learning.
- Grainger, J., & Stevenson, W. (1994). Power System Analysis (1ª ed.). McGraw-Hill.
- Hou, D. & Fischer, N. (2006). Deterministic high-impedance fault detection and phase selection on ungrounded distribution systems. Power Systems Conference: Advanced Metering, Protection, Control, Communication, and Distributed Resources.
- IEEE International Standard (2018). Automatic circuit reclosers for alternating current systems up to and including 38 kV. IEEE Xplore.
- Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2023). National Electrical Safety Code (ANSI Standard C2-2023). IEEE.
- NOJA Power. (2019). Cómo mejorar la confiabilidad de su red. NOJA Power.
<https://www.nojapower.es/expertise/2019/how-to-improve-your-network-reliability-es>

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería [OSINERGMIN] (2020). Norma RC 211-2020-OS/CD. Anexo 13 de la Escala de Multas y Sanciones de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica.

Osinergrmin (2024), Interrupciones por sistema eléctrico. [Online].
<https://gisem.osinergrmin.gob.pe/InterrupcionesxSE/>

Paucar, V. y Riveros, J. (2023). Estudio de coordinación de protección eléctrica en media tensión de la Subestación de llave 60/22.9. [Tesis de titulación, Universidad Nacional del Altiplano].
http://repositorio.unap.edu.pe/bitstream/handle/20.500.14082/19496/Paucar_Victor_Riveros_Jhampier.pdf?sequence=3&isAllowed=y

Saadat, H. (2010). Power system analysis (3rd ed.). McGraw-Hill.

Schneider Electric (2003). Publicación Técnica N° 071 Protecciones Eléctricas en MT.

Schweitzer, E. (2010). Soluciones modernas para protección, control y supervisión de sistemas eléctrico de potencia. SEL.

Valero, C. (2023). Estudio de la coordinación de protecciones del Sistema Eléctrico Urubamba. [Tesis de titulación, Universidad Nacional San Antonio Abad del Cusco].
<https://repositorio.unsaac.edu.pe/handle/20.500.12918/8853>

Vilcahuamán, H. (2021). Estudio de coordinación de protecciones del Sistema Eléctrico de media tensión de la Unidad Minera Kolpa, Huancavelica. [Trabajo de suficiencia profesional, Universidad Nacional del Centro del Perú].
<https://repositorio.uncp.edu.pe/handle/20.500.12894/8107>

Anexos

ANEXO 2

