

UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO
FACULTAD DE INGENIERIA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA,
INFORMÁTICA Y MECÁNICA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



TESIS

**ESTUDIO DE LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE LA RED
DE DISTRIBUCIÓN 22.9KV DEL ALIMENTADOR CHAHUARES CH03
QUILLABAMBA EN LOS AÑOS 2022-2023**

PRESENTADO POR:

Br. JOSUE CRISTHIAN VARGAS WILSON

**PARA OPTAR AL TÍTULO PROFESIONAL
DE INGENIERO ELECTRICISTA**

ASESOR:

Dr. EDGAR ZACARIAS ALARCO VALDIVIA

CUSCO – PERÚ

2025



Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco

INFORME DE SIMILITUD

(Aprobado por Resolución Nro.CU-321-2025-UNSAAC)

El que suscribe, el **Asesor** Dr. Edgar Zacarias Alarcon Valdivia
..... quien aplica el software de detección de similitud al
trabajo de investigación/tesis titulada:
ESTUDIO DE LA COORDINACION DE PROTECCIONES DE LA RED DE DISTRIBUCION 22.9KV DEL
ALIMENTADOR CHAHUARES CH03 QUILLABAMBA EN LOS AÑOS 2022-2023
.....

Presentado por: Josue Cristhian Vargas Wilson DNI N° 45693989;
presentado por: DNI N°:
Para optar el título Profesional/Grado Académico de
INGENIERO ELECTRICISTA

Informo que el trabajo de investigación ha sido sometido a revisión por 3 veces, mediante el
Software de Similitud, conforme al Art. 6° del **Reglamento para Uso del Sistema Detección de
Similitud en la UNSAAC** y de la evaluación de originalidad se tiene un porcentaje de 8 %.

Evaluación y acciones del reporte de coincidencia para trabajos de investigación conducentes a grado académico o título profesional, tesis

Porcentaje	Evaluación y Acciones	Marque con una (X)
Del 1 al 10%	No sobrepasa el porcentaje aceptado de similitud.	X
Del 11 al 30 %	Devolver al usuario para las subsanaciones.	
Mayor a 31%	El responsable de la revisión del documento emite un informe al inmediato jerárquico, conforme al reglamento, quien a su vez eleva el informe al Vicerrectorado de Investigación para que tome las acciones correspondientes; Sin perjuicio de las sanciones administrativas que correspondan de acuerdo a Ley.	

Por tanto, en mi condición de Asesor, firmo el presente informe en señal de conformidad y **adjunto**
las primeras páginas del reporte del Sistema de Detección de Similitud.

Cusco, 04 de agosto de 2026

Firma

Post firma Edgar Zacarias Alarcon Valdivia

Nro. de DNI 23.82.10.21

ORCID del Asesor 0000-0002-9168-7535

Se adjunta:

1. Reporte generado por el Sistema Antiplagio.
2. Enlace del Reporte Generado por el Sistema de Detección de Similitud: **oid:** 27259:612366554

JOSUE VARGAS

ESTUDIO DE LA COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN 22.9KV DEL ALIMENTADOR CHAHUARES C...



Universidad Nacional San Antonio Abad del Cusco

Detalles del documento

Identificador de la entrega

trn:oid:::27259:612366554

Fecha de entrega

4 ago 2026, 11:23 a.m. GMT-5

Fecha de descarga

4 ago 2026, 11:42 a.m. GMT-5

Nombre del archivo

TESIS JOSUE VARGAS- TERMINADO.pdf

Tamaño del archivo

4.4 MB

166 páginas

31.312 palabras

182.811 caracteres

8% Similitud general

El total combinado de todas las coincidencias, incluidas las fuentes superpuestas, para ca...

Filtrado desde el informe

- Bibliografía
- Texto citado
- Texto mencionado
- Coincidencias menores (menos de 20 palabras)

Exclusiones

- N.º de coincidencias excluidas

Fuentes principales

- 8%  Fuentes de Internet
- 0%  Publicaciones
- 5%  Trabajos entregados (trabajos del estudiante)

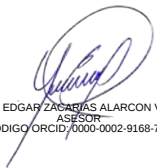
Marcas de integridad

N.º de alertas de integridad para revisión

-  **Caracteres reemplazados**
43 caracteres sospechosos en N.º de páginas
Las letras son intercambiadas por caracteres similares de otro alfabeto.
-  **Texto oculto**
531 caracteres sospechosos en N.º de páginas
El texto es alterado para mezclarse con el fondo blanco del documento.

Los algoritmos de nuestro sistema analizan un documento en profundidad para buscar inconsistencias que permitirían distinguirlo de una entrega normal. Si advertimos algo extraño, lo marcamos como una alerta para que pueda revisarlo.

Una marca de alerta no es necesariamente un indicador de problemas. Sin embargo, recomendamos que preste atención y la revise.


Dr. EDGAR ZACCARIAS ALARCON VALDIVIA
ASESOR
CODIGO ORCID/0000-0002-9168-7535

PRESENTACIÓN

Señor:

Decano de la Escuela profesional de Ingeniería: Eléctrica, Electrónica, Informática y Mecánica.

En cumplimiento con las disposiciones del Reglamento de Grados y Títulos Vigentes, con la finalidad de optar al título de Ingeniero Electricista, presento a vuestra consideración la Tesis titulada:

“ESTUDIO DE LA COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN 22.9KV DEL ALIMENTADOR CHAHUARES CH03 QUILLABAMBA EN LOS AÑOS 2022 - 2023”

Por todo esto, espero que este trabajo elaborado con esfuerzo y sacrificio tenga la acogida deseada y sirva de consulta para los estudiantes de la Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica, que se interesen por el tema.

El Autor

Br. Josue Cristhian Vargas Wilson

INTRODUCCIÓN

El presente capítulo establece la línea base que seguirán los siguientes capítulos, así como el planteamiento del problema, formulación, justificación, objetivos, alcances y limitaciones del presente tema de tesis, el cual tiene por objetivo elaborar un estudio del alimentador en media tensión CH-03 Echarate, en adelante ALIMENTADOR CH03.

La calidad del suministro de energía del ALIMENTADOR CH03, ha venido siendo afectada de manera negativa, debido a interrupciones del servicio, esto porque el sistema de protección no ha actuado o si lo hace actuó de manera inadecuada.

Estas interrupciones, son producidas por cortes de energía pudiendo ser estos programados y no programados, los programados son aquellos realizados por la empresa concesionaria y su fin es el mantenimiento o ampliación del alimentador (estos pueden ser catalogados como interrupciones técnicas), los no programados son aquellos que ocurren en el sistema interconectado, por descargas atmosféricas o presencia de árboles en la franja de servidumbre de la red (pudiendo ser catalogados como interrupciones no técnicas), debido a las condiciones en las que se encuentra el ALIMENTADOR CH03, se presume la inadecuada actuación de la coordinación de protección, debiendo ser diagnosticada, analizada y replanteada, lo cual se busca hacer en el presente trabajo.

Se buscará la propuesta de una alternativa de mejoramiento de la coordinación de protección del ATM CH03 para garantizar el desempeño óptimo dentro del sistema eléctrico de potencia, donde los alimentadores CH01, CH02 y CH03, el primero alimenta a los sectores de Sahuayaco - Echarate, el segundo alimenta los sectores de Quellouno -Quebrada - Colca y el tercero alimenta los sectores de Palma Real - Kiteni - Kepashiato - comunidad nativa Chima, todas zonas netamente rurales. El estudio centrará en el alimentador CH03 en 22.9 kV, para lo cual se elaboró el análisis de flujo de potencia y de corto circuito. En ese

entender y bajo los análisis que se obtuvo, se pudo interpretar el comportamiento del alimentador CH03, luego del cual se propondrá alternativas de solución. Todo esto para garantizar la calidad del suministro eléctrico del alimentador según lo establecido por la NTCS, en beneficio de la población atendida por el alimentador.

RESUMEN

En el presente trabajo de tesis se realizó el ajuste y coordinación de protecciones, debido a la necesidad presentada por la concesionaria y la población local de reducir la frecuencia media de las interrupciones en su alimentador Chahuares CH03. Para ello, se utilizó un software para los cálculos correspondientes.

La presente tesis propone una nueva coordinación del sistema de protección para la red de distribución en 22.9 KV del Alimentador Chahuares CH03 Quillabamba, ante fallas las cuales no son detectadas debidamente por los sistemas de protecciones implementados en la zona, ante la ocurrencia de estos eventos, se presentan problemas de calidad de energía eléctrica, es decir se tiene interrupciones del servicio eléctrico, del mismo modo se presentan riesgos para la vida humana y para los equipos del sistema de distribución, los cuales son perjudiciales para los usuarios de la provincia de Echarate - Chahuares (localidad donde se encuentra el tramo del sistema de distribución del alimentador CH03).

El presente trabajo de tesis está estructurado en cinco capítulos, que muestra el estudio de coordinación de protecciones de la red de distribución en 22.9 KV del alimentador Chahuares CH03 Quillabamba, el cual nos permitirá tomar decisiones sobre una correcta coordinación de protecciones.

PALABRAS CLAVE: Coordinación de protecciones, Sistema eléctrico de distribución, Interrupciones, Alimentador eléctrico, Fallas eléctricas.

ABSTRACT

In view of the need presented by the concessionaire and the local population to reduce the average frequency of interruptions in its Chahuares CH03 feeder, in this thesis work the adjustment and coordination of protections was carried out, for which it was necessary to perform the calculation through software.

This thesis proposes a new coordination of the protection system for the 22.9 KV distribution network of the Chahuares CH03 Quillabamba Feeder, in the event of failures which are not properly detected by the protection systems implemented in the area, given the occurrence of these events. There are problems with the quality of electrical energy, that is, there are interruptions in the electrical service, in the same way there are risks for human life and for the equipment of the distribution system, which are harmful to the users of the province of Echarate - Chahuares (town where the CH03 feeder distribution system section is located).

This thesis work is structured in five chapters, which shows the study of coordination of protections of the 22.9 KV distribution network of the Chahuares CH03 Quillabamba feeder, which will allow us to make decisions about correct coordination of protections.

KEYWORDS: Protection coordination, Electrical distribution system, Interruptions, Electrical feeder, Electrical failures.

INDICE GENERAL

PRESENTACIÓN	ii
INTRODUCCIÓN	iii
RESUMEN.....	v
ABSTRACT	vi
INDICE GENERAL	vii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xiii
ÍNDICE DE TABLAS	xvi
GLOSARIO DE TERMINOS	xix
CAPITULO I: ASPECTOS GENERALES	21
1.1. Ámbito Geográfico	21
1.2. Descripción de la Realidad Problemática	24
1.3. Formulación del Problema	25
1.3.1. Problema General.....	25
1.3.2. Problemas Específicos.....	26
1.4. Objetivos de la Investigación	26
1.4.1. Objetivo General	26
1.4.2. Objetivos Específicos.....	26
1.5. Justificación.....	26
1.5.1. Técnica	27
1.6. Alcances y Limitaciones	28
1.6.1. Alcances de la Investigación	28
1.6.2. Limitaciones de la Investigación.....	28
1.7. Hipótesis y Variables	28
1.7.1. Hipótesis General	28
1.7.2. Hipótesis Específica	29
1.8. Operacionalización de Variables	30
1.9. Metodología de la Investigación	31

1.9.1. Enfoque de investigación	31
1.9.2. Tipo de Investigación	31
1.9.3. Nivel de Investigación	31
1.9.4. Diseño de la Investigación	32
1.9.5. Población y Muestra	32
1.9.6. Técnicas de Recolección de Datos	33
1.9.7. Instrumento de Recolección de Datos.....	33
1.9.8. Procesamiento de Datos.....	34
1.10. Matriz de consistencia	35
CAPITULO II:.....	36
MARCO TEÓRICO Y NORMATIVO	36
2.1. Antecedentes	36
2.1.1. Antecedentes Internacionales.....	36
2.1.2. Antecedentes Nacionales	41
2.1.3. Antecedentes Locales.....	42
2.2. Bases Teóricas.....	46
2.2.1. Sistemas de Generación Eléctrica	46
2.2.2. Sistemas de Transmisión.....	47
2.2.3. Sistemas de Distribución.....	47
2.2.4. Sistema de Utilización.....	48
2.2.5. Conexiones (Instalaciones).....	49
2.2.6. Niveles de Tensión Normalizados	51
2.2.7. Topología de Redes de Distribución	51
2.2.8. Sistemas Radiales	52
2.2.9. Continuidad de Suministro Eléctrico.....	54
2.2.10. Norma Técnica De Calidad De Los Servicios Eléctricos (Ntcse).....	54
2.2.11. Proceso para la Monitorización del Funcionamiento de los Sistemas Eléctricos	56
2.2.12. Indicadores de Calidad de Suministro.....	56

2.2.13. Tolerancias de Calidad de Suministro	57
2.2.14. Fallas en Sistemas Eléctricos	62
2.2.15. Tipos de Cortocircuitos	65
2.2.15. Categorías de Fallas	70
2.2.16. Confiabilidad de Sistemas de Distribución	71
2.2.17. Coordinación de Aislamiento.....	71
2.3. Marco Conceptual	75
2.3.1. Accesible	76
2.3.2. Aguas Arriba	76
2.3.3. Aguas Abajo	76
2.3.4. Alimentador Eléctrico	76
2.3.5. Caída De Tensión	76
2.3.6. Calidad de Servicio Eléctrico.....	76
2.3.7. Calidad de Suministro Eléctrico	77
2.3.8. Calidad del Servicio	77
2.3.9. Carga.....	77
2.3.10. Carga Equilibrada	77
2.3.11. Capacidad De Alimentador	77
2.3.12. Conductor Aislado.....	78
2.3.13. Conductor Desnudo	78
2.3.14. Continuidad De Servicio.....	78
2.3.15. Continuidad De Protecciones.....	78
2.3.16. Continuidad de Falla	78
2.3.17. Demanda Eléctrica.....	79
2.3.18. Demanda Máxima	79
2.3.19. Despacho.....	79
2.3.20. Energía	79
2.3.21. Falla Eléctrica	79
2.3.22. Falla Homopolar.....	79

2.3.23. Fusible	79
2.3.24. Gestión De Redes.....	80
2.3.25. Interrupciones	80
2.3.26. Nodo	80
2.3.27. Potencia Instalada	80
2.3.28. Recloser.....	80
2.3.29. Red De Sobrecorriente	81
2.3.30. Suministro (de Energía Eléctrica).....	81
2.3.31. Sobrecorriente	81
2.3.32. Seccionador	81
2.3.33. Subestación	81
2.3.34. Subestación de Distribución.....	82
2.3.35. Subestación de Transformación.....	82
2.3.36. Subestación Elevadora (de Tensión)	82
2.3.37. Subestación reductora (de Tensión)	82
2.3.38. Subestación Intermedia de Transformación	82
2.3.39. Subestación Final de Transformación	82
2.3.40. Tensión	82
2.3.41. Troncal de Línea	83
2.3.42. Transformador de Potencia.....	83
2.4. Marco Normativo	83
2.4.1. Normatividad Nacional	83
2.4.2. Normatividad Internacional	83
CAPÍTULO III: DIAGNOSTICO DEL SISTEMA ACTUAL DEL ALIMENTADOR DE MEDIA TENSIÓN CH03 (ALIMENTADOR MT CH03) QUILLABAMBA-CUSCO	84
3.1. Descripción Del Sistema Eléctrico En Estudio	84
3.2. Subestación Eléctrica De Chahuares	84
3.3. Red De 22.9 Kv, Alimentador de MT Ch03.....	87
3.4. S.E. Sector de Chahuares: Es el Punto Donde Inicia la Red De 22.9 Kv.....	88

3.5. Condiciones Actuales de Operación	90
3.6. Flujo de Carga Del Alimentador MT Ch03	90
3.7. Demanda Actual Del Alimentador De MT Ch03.....	91
3.8. Pérdidas en el Alimentador De MT Ch03.....	91
3.9. Información de Transformadores de Distribución	92
3.10. Mantenimiento Actual	93
3.11. Situación Actual del Sistema de Protecciones	94
3.12. Protección del Alimentador De MT Ch03.....	95
3.13. Cortes en el Suministro y Estadística de Fallas del Alimentador MT Ch03 Inscritas por el Centro de Control Else	96
3.14. Cortes Por Expansión O Reforzamiento	99
3.15. Cortes Por Mantenimiento	100
3.16. Cortes por Fallas en el Sistema.....	100
3.17. Cortes Por Fallas A Causa De Fenómenos Naturales	101
3.18. Cortes por Acción de Terceros	101
3.19. Cortes por Fallas en la Operación del Sistema.....	102
3.20. Tipos de Fallas en el Alimentador de MT Ch03	102
CAPITULO IV: SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA DE SOLUCIÓN PARA MEJORAR LA RESPUESTA DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN DEL ALIMENTADOR CH03	106
4.1. Verificación de las Variables.....	107
4.2. Identificación de las Causas de las Interrupciones	108
4.3. Ajuste de Equipos de Protección.....	109
4.4. Alternativas de Solución Para el Alimentador Ch03.....	110
4.4.1. Alternativa 01: Reajuste de la Coordinación de los Sistemas de Protección	110
4.4.2. Alternativa 02: Incorporación de Equipos Nuevos y su Coordinación.....	112
4.5. Alternativa Seleccionada	114
CAPITULO V: DESARROLLO Y PROPUESTA DE SOLUCION AL PROBLEMA	120
5.1. Coordinación de Protecciones del Alimentador Ch03 se Chahuares	121
5.2. Procedimiento de la Coordinación de Protecciones.....	123

5.4. Selección de Equipamiento y Ajustes de Dispositivos de Protección.....	125
5.4.1. Relé Sel 351r – Relé Schneider Advc	125
5.4.2. Resumen Ajustes Actuales – Sobrecorriente de Fases y Tierra.....	126
5.4.3. Resumen Ajustes Propuestos – Sobrecorriente de Fases y Tierra	128
5.4.4. Protección de Sobrecorriente del Transformador de Potencia de la S. E. Chahuares	129
5.4.5. Recloser O Reconectores	135
5.4.6. Ubicación de Puntos Para Recloser y Seccionadores de Repetición	142
5.4.7. Coordinación De Los Equipos De Protección Del Alimentador De Media Tensión Ch03	144
5.4.8. Coordinación Entre Relé – Recloser	144
5.4.9. Coordinación Recloser – Recloser	147
5.4.10. Coordinación Entre el Recloser – Seccionador de Tres Etapas	149
5.4.11. Coordinación Entre Recloser – Fusible	151
5.5. Determinación de Resultados.....	154
5.5.1. Determinación Mediante el Análisis de Corto Circuito en El Sistema de Distribución Ch03	154
CONCLUSIONES Y SUGERENCIAS	162
CONCLUSIONES	162
SUGERENCIAS.....	164
BIBLIOGRAFÍA.....	165
ANEXOS.....	166

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 <i>Mapa Político Administrativo De La Provincia De La Convención</i>	22
Figura 2 <i>Sistema Eléctrico Existente</i>	23
Figura 3 <i>Diagrama unifilar general del sistema eléctrico.</i>	50
Figura 4 <i>Niveles De Tensión Normalizados</i>	51
Figura 5 <i>Sistemas De Tensión Alterna</i>	51
Figura 6 <i>Sistemas Radiales</i>	53
Figura 7 <i>Sistema Anillo</i>	54
Figura 8 <i>Cortocircuitos</i>	64
Figura 9 <i>Cortocircuitos Simétricos</i>	66
Figura 10 <i>Corriente De Cortocircuito Monofásico</i>	68
Figura 11 <i>Corriente De Cortocircuito Bifásico</i>	69
Figura 12 <i>Corriente De Cortocircuito Bifásico A Tierra</i>	69
Figura 13 <i>Alimentador MT CH03 En La Subestación Eléctrica Sector De Chahuares</i>	85
Figura 14 <i>Configuración Del Alimentador MT CH03 En La Subestación Eléctrica Chahuares</i>	86
Figura 15 <i>Sistema De Alimentación Chahuares CH03 y derivaciones</i>	89
Figura 16 <i>Demanda Actual Del Alimentador De MT CH03</i>	90
Figura 17 <i>Transformadores De Distribución Del Alimentador De MT CH03</i>	93
Figura 18 <i>Cantidad De Cortes Registrados En El Periodo De Estudio</i>	96
Figura 19 <i>Cantidad De Fallas Por Cada Mes De Los Años De Estudio</i>	97
Figura 20 <i>Porcentaje De La Frecuencia De Interrupciones Según El Corte Del Servicio Eléctrico Durante El Tiempo Del Estudio</i>	99
Figura 21	103

Figura 22 <i>Porcentajes De Las Fallas Homopolares Ocurridas En El Alimentador De MT CH03</i>	104
Figura 23 <i>Selección De Protección</i>	122
Figura 24 <i>Protección De Sobrecorriente De Fases 51/50 – Propuestos</i>	130
Figura 25 <i>Protección De Sobrecorriente De Fases 51/50 – Propuestos</i>	131
Figura 26 <i>Protección De Sobrecorriente De Fases 51/50 – Propuestos</i>	132
Figura 27 <i>Protección De Sobrecorriente De Tierra 51N/50N – Propuestos</i>	133
Figura 28 <i>Protección De Sobrecorriente De Tierra 51N/50N – Propuestos</i>	134
Figura 29 <i>Protección De Sobrecorriente De Tierra 51N/50N – Propuestos</i>	135
Figura 30 <i>Posición de los dispositivos de seguridad en la red de media tensión CH03</i> ...	143
Figura 31 <i>Coordinación Relé –Recloser</i>	145
Figura 32 <i>Curva De Coordinación Entre Relé SEL351R Y Recloser Visto En El T1 – Troncal Principal En Nivel De Tensión 22.9 Kv. (Coordinación De Fases)</i>	146
Figura 33 <i>Curva De Coordinación Entre Relé SEL351R Y Recloser Visto En El T1 – Troncal Principal En Nivel De Tensión 22.9 Kv. (Coordinación De Tierra)</i>	147
Figura 34 <i>Coordinación Recloser – Recloser</i>	148
Figura 35 <i>Curva De Coordinación Entre Recloser Y Recloser Visto En El D3 – Troncal Principal En Nivel De Tensión 22.9 Kv. (Coordinación De Fases)</i>	148
Figura 36 <i>Curva De Coordinación Entre Recloser Y Recloser Visto En El D3 – Troncal Principal En Nivel De Tensión 22.9 Kv. (Coordinación De Tierra)</i>	149
Figura 37 <i>Coordinación Entre Recloser – Seccionador De 3 Etapas</i>	150
Figura 38 <i>Curva De Coordinación Entre Recloser Y Seccionador De 3 Etapas Visto En El D2 – Troncal Principal En Nivel De Tensión 22.9 Kv. (Coordinación De Fases)</i>	150
Figura 39 <i>Curva De Coordinación Entre Recloser Y Seccionador De 3 Etapas Visto En El D2 – Troncal Principal En Nivel De Tensión 22.9 Kv. (Coordinación De Tierra)</i>	151

Figura 40 <i>Coordinación Entre Recloser – Fusible</i>	152
Figura 41 <i>Curva De Coordinación Entre Recloser Y Fusible Visto En El D4 – Troncal Principal En Nivel De Tensión 22.9 Kv. (Coordinación De Fases)</i>	153
Figura 42 <i>Curva De Coordinación Entre Recloser Y Fusible Visto En El D4 – Troncal Principal En Nivel De Tensión 22.9 Kv. (Coordinación De Tierra)</i>	153
Figura 43 <i>Distribución de zonas de coordinación</i>	154
Figura 44 <i>Falla Trifásica</i>	155
Figura 45 <i>Falla Bifásica</i>	156
Figura 46 <i>Falla Monofásica ($R_f=0\Omega$)</i>	156
Figura 47 <i>Falla Monofásica ($R_f=50\Omega$)</i>	157

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 <i>Datos Para La Enunciación Del Problema</i>	25
Tabla 2 <i>Matriz de Consistencia.</i>	35
Tabla 3 <i>Causas De Las Interrupciones</i>	60
Tabla 4 <i>Cortocircuitos Asimétricos</i>	67
Tabla 5 <i>Datos Técnicos Del Alimentador</i>	87
Tabla 6 <i>Demanda Actual Del Alimentador De MT CH03</i>	91
Tabla 7 <i>Pérdidas En El Alimentador</i>	91
Tabla 8 <i>Transformadores De Distribución</i>	92
Tabla 9 <i>Situación Actual Del Sistema De Protecciones</i>	94
Tabla 10 <i>Ajustes Establecidos Para El Relé SEL311C</i>	95
Tabla 11 <i>Ajustes Establecidos Para El Relé EPAC3000</i>	95
Tabla 12 <i>Total, De Cortes Registrados Por Año</i>	96
Tabla 13 <i>Fallas Registradas Cada Mes En El Sector Que Alimenta CH03 POR AÑO</i>	97
Tabla 14 <i>Cortes De Energía Eléctrica En Al Alimentador CH03 (2022-2023)</i>	98
Tabla 15 <i>Cortes Por Expansión O Reforzamiento En Sector De Chahuares</i>	100
Tabla 16 <i>Cortes Por Mantenimiento En Sector De Chahuares</i>	100
Tabla 17 <i>Cortes Por Fallas En El Sistema En Sector De Chahuares</i>	101
Tabla 18 <i>Cortes Por Fenómenos Naturales En El Departamento De Sector De Chahuares</i>	101
Tabla 19 <i>Cortes Por Acción De Tercero En El Departamento De Sector De Chahuares</i>	102
Tabla 20 <i>Cortes Por Fallas En El Sistema En El Departamento De Sector De Chahuares</i>	102
Tabla 21 <i>Tipos De Fallas Ocurridas En El Año En El Alimentador CH03</i>	103

Tabla 22 <i>Fallas Homopolares Ocurridas En El Año Alimentador CH03</i>	104
Tabla 23 <i>Alternativa Seleccionada</i>	115
Tabla 24 <i>Ajustes De Sobrecorriente Del Relé Existente (Sobrecorriente De Fases)</i>	125
Tabla 25	126
Tabla 26 <i>Ajustes De Sobrecorriente Del Relé Existente En Los 3 Alimentadores</i> <i>(Sobrecorriente De Fases) - Actual</i>	127
Tabla 27 <i>Ajustes De Sobrecorriente Del Relé Existente CH03 (Sobrecorriente De Fases) -</i> <i>Actual</i>	127
Tabla 28 <i>Ajustes De Sobrecorriente Del Relé Existente En Los 3 Alimentadores</i> <i>(Sobrecorriente De Tierra) - Actual</i>	127
Tabla 29 <i>Ajustes De Sobrecorriente Del Relé Existente CH03 (Sobrecorriente De Tierra)</i>	128
Tabla 30 <i>Ajustes De Sobrecorriente Del Relé Existente En Los 3 Alimentadores</i> <i>(Sobrecorriente De Fases) - Propuesto</i>	128
Tabla 31 <i>Ajustes De Sobrecorriente Del Relé Existente CH03 (Sobrecorriente De Fases)</i>	128
Tabla 32 <i>Ajustes De Sobrecorriente Del Relé Existente En Los 3 Alimentadores</i> <i>(Sobrecorriente De Tierra) -Propuesto</i>	129
Tabla 33 <i>Ajustes De Sobrecorriente Del Relé Existente CH03 (Sobrecorriente De Tierra)</i>	129
Tabla 34 <i>Ajustes De Sobrecorriente De Los Recloser (Sobrecorriente De Fases) Anterior</i>	136
Tabla 35 <i>Ajustes De Sobrecorriente De Los Recloser (Sobrecorriente De Fases)</i>	136
Tabla 36 <i>Ajustes de Sobrecorriente de los Recloser (Sobrecorriente De Tierra) Anterior</i>	137
Tabla 37 <i>Ajustes de Sobrecorriente de los Recloser (Sobrecorriente De Tierra)</i>	138

Tabla 38 <i>Ubicación Y Características De Los Recloser</i>	139
Tabla 39 <i>Ajustes De Sobrecorriente De Los Seccionadores De Repetición (Sobrecorriente De Fases)</i>	140
Tabla 40 <i>Ubicación Y Características De Los Seccionadores De 3 Etapas</i>	142
Tabla 41 <i>Ubicación Y Zona De Derivación De Los Recloser</i>	142
Tabla 42 <i>Ubicación Y Zona De Derivación De Los Seccionadores De 3 Etapas</i>	143
Tabla 43 <i>Ajustes propuestos de protecciones para el alimentador CH03</i>	160
Tabla 44 <i>Tabla comparativa de indicadores</i>	160

GLOSARIO DE TERMINOS

ELSE: Electro Sur Este S.A.A.

OSINERGMIN: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.

ALIMENTADOR: Alimentador.

SE: Subestación.

CH: Chahuares

DGE: Dirección General de Electricidad.

ANSI: American National Standards Institute.

NEMA: National Electrical Manufactures Asociation.

IEC: International Electrotechnical Comision.

IEEE: Institute of Electrical and Electronic Engineers.

S.I: Sistema Internacional de Unidades.

TC: Transformador de Corriente.

TP: Transformador de Potencial.

SEP: Sistema Eléctrico de Potencia.

SCADA: Supervisory Control and Data Acquisition.

L.T: Línea de Transmisión.

SEIN: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

COES: Comité de Operación Económica del Sistema.

ABB: Asea Brown Boveri.

GE: General Electric.

PO: Power Output.

SO: Signal Output.

TMS: Time Multiplier Setting.

IDMT: Inverse Definite Minimum Time.

DT: Definite Time.

CBFP: Circuit Breaker Failure Protection.

SAIDI: System Average Interruption Duration Index ó Duracion Media de Interrupción por usuario en un periodo determinado.

SAIFI: System Average Interruption Frecuenc Index ó Frecuencia Media de Interrupción por usuario en un periodo determinado.

CAPITULO I: ASPECTOS GENERALES

Ámbito Geográfico

La ubicación geográfica del área de estudio está ubicada en la región Cusco, provincia de La Convención y distrito de Echarate, el ALIMENTADOR CH03, cubre los sectores de Palma Real, Kiteni, Kepashiato y la comunidad nativa Chima, todas zonas rurales a una altitud promedio entre 300 a 1100 m.s.n.m.

La Subestación de Chahuares forma parte del SEIN (Sistema Eléctrico Interconectado Nacional), la cual tiene un nivel de tensión de 60kV, 22.9kV y 13.2 kV. El acceso es por la vía asfaltada Cusco - Quillabamba - Echarate con 234 Km de recorrido. Las coordenadas UTM de la SE de Chahuares son:

UBICACIÓN	Chahuares
DISTRITO	Echarate
PROVINCIA	La convencion
REGION	Cusco
UBIGEO	80902
LATITUD SUR	12°38'57.3" S(-12.64923618000)
LATITUD OESTE	72°31'57" O(-72.53249607000)
ALTITUD	813 msnm

La zona que comprende el estudio posee una topografía accidentada presentando una vegetación típica de la sierra (zona quechua); así mismo podemos mencionar las siguientes características:

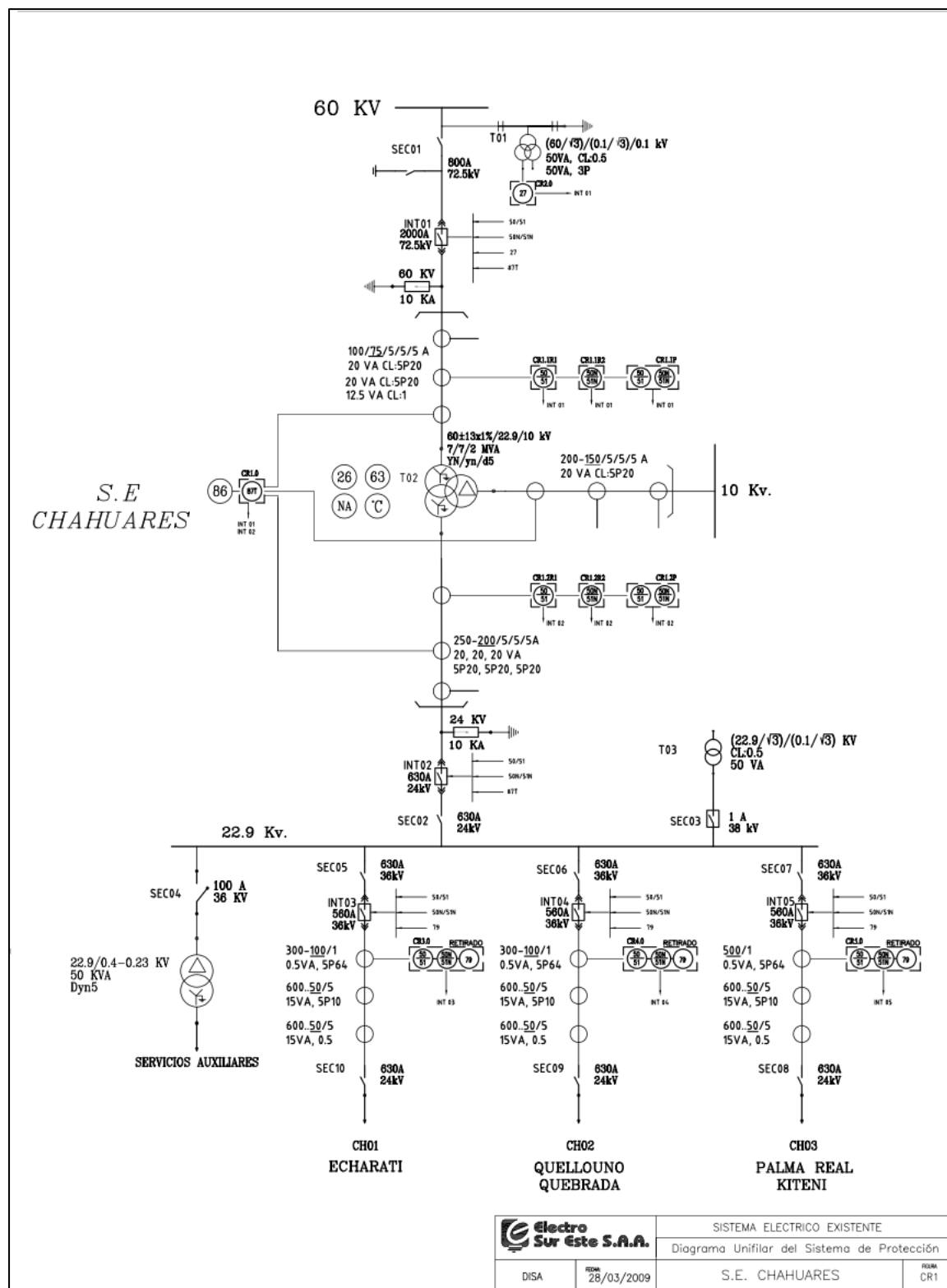
Figura 1

Mapa Político Administrativo De La Provincia De La Convención



Figura 2

Sistema Eléctrico Existente



Nota: Centro de control ELSE

Descripción de la Realidad Problemática

El alimentador CH03 de 22,9 KV de la subestación Chahuares, cuyo concesionario es Electro Sur Este S.A.A., atraviesa una zona geográfica selvática y, en consecuencia, está sujeto a diversos problemas ambientales y topográficos.

Debido a problemas que no son detectados por las protecciones instaladas en las subestaciones cercanas, el sistema de protección del alimentador CH03 se ha deteriorado gradualmente en términos de rendimiento. En el momento del estudio, el sistema de protección no funciona correctamente.

Cuando se producen estas incidencias, se producen problemas en la calidad del suministro, como interrupciones en el servicio eléctrico, además de riesgos para la vida humana y los equipos del sistema, lo que perjudica a los usuarios de la provincia de Echarate, que ha visto incrementada su demanda energética en los últimos años.

Por su ubicación y trazado, el ALIMENTADOR CH03 de 22,9 kV, propiedad de la concesionaria Electro Sur Este S.A.A., atraviesa una región clasificada como selvática. En consecuencia, está expuesta a diversos agentes externos de naturaleza atmosférica, ambiental y topográfica. También puede decirse que los equipos de protección no están debidamente ajustados o presentan deficiencias debido a un cálculo obsoleto.

El sistema eléctrico de distribución radial de la subestación Chahuares ha experimentado en los últimos años una serie de fallas que han ocasionado la interrupción del suministro eléctrico en las zonas objetivo del estudio, debido a que las protecciones instaladas en las subestaciones cercanas no han sido efectivas para detectarlas.

Estas incidencias dan lugar a problemas de mala calidad del suministro eléctrico, siendo las interrupciones frecuentes las más habituales, así como a peligros para la seguridad de las personas y los bienes, lo que perjudica a los usuarios de la provincia, cuya demanda de energía ha aumentado en los últimos años.

Formulación del Problema

Con el fin de extraer las conclusiones necesarias para abordar la problemática y mejorar la continuidad del servicio eléctrico, se requiere un estudio de los niveles de cortocircuito y revisión de las protecciones eléctricas ante la necesidad de la concesionaria y la población de reducir la frecuencia de interrupciones en su alimentador CH03 de 22.9 kV, ubicado en la subestación Cháhuares.

La medida de frecuencia de interrupciones nos indica la frecuencia con la que un sistema promedio experimentará cortes de energía en un período de tiempo determinado, y puede aumentar como resultado de sistemas de protección eléctrica defectuosos o problemas de mantenimiento.

Tabla 1

Datos Para La Enunciación Del Problema

SUBESTACIÓN SET AT/MT	ALIMENTADOR	NIVEL DE TENSIÓN kV	FLUJO DE POTENCIA					USUARIOS	N° DE SUBESTACIONES
			MD (MW)	P (MW)	Q (MVAR)	LT	CARGABILIDAD %		
CHAHUARES	CH01	22.9kV	0.420	0.422	0.044	AAAC 70mm2	5.323	1352	68
	CH02	22.9kV	0.420	0.980	-0.360	AAAC 70mm2	13.336	7796	327
	CH03	22.9kV	0.420	1.240	-0.650	AAAC 70mm2	4.872	9183	450

Nota: Centro de control Electro Sur Este S.A. (ELSE).

1.1.1. Problema General

La falta de respuesta y restablecimiento del servicio frente a interrupciones y ausencia de servicio por una inadecuada coordinación de protecciones en el sistema de distribución eléctrica del alimentador chahuares CH03 puede resultar en fallas que comprometen la seguridad, confiabilidad y continuidad del servicio eléctrico. Esta situación

puede derivar en desconexiones innecesarias, por tal motivo ¿Es posible mejorar la coordinación de protección del alimentador CH03 en 22,9kV, en el distrito de Echarate - Cusco?

1.1.2. Problemas Específicos

- a) ¿El ajuste en la coordinación entre los dispositivos de protección primarios y secundarios del alimentador CH03 son los correctos?
- b) ¿Cómo determinar los tramos del alimentador CH03 donde se presentan problemas recurrentes y establecer la mejora de la calidad de servicio de la red?
- c) ¿Qué enfoque alternativo se elegirá para mejorar la coordinación de la protección de la ALIMENTADOR CH03?

Objetivos de la Investigación

1.1.3. Objetivo General

En base al estudio de coordinación de protecciones desarrollare un modelo de coordinación de protecciones que optimice la respuesta ante fallas, garantizando la continuidad del servicio, minimizando los daños en los equipos, y mejorando la seguridad y confiabilidad del alimentador CH03 en 22.9kV, en el distrito de Echarate – Cusco.

1.1.4. Objetivos Específicos

- a) Efectuar y determinar los ajustes óptimos de los dispositivos de protección primarios y secundarios del alimentador CH03.
- b) Determinar los tramos del alimentador CH03 que presenten problemas recurrentes y perfeccionar la calidad del servicio de la red.
- c) Desarrollar la alternativa seleccionada para la mejora del sistema de coordinación de protección para el alimentador CH03.

Justificación

El problema se justificará de la siguiente manera:

- Este estudio directamente se basa en las habituales y extensas interrupciones que perturban al sistema del alimentador Chahuares CH03, y que restringen la cantidad de electricidad disponible en la zona de investigación, por tanto el más afectado es la localidad por no tener un suministro de energía eléctrica adecuado, a su vez estas interrupciones tienen multas y sanciones por Osinergmin (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería), las cuales varían por el tiempo de duración y otros, todo esto en la RESOLUCIÓN OSINERG N° 074-2004-OS/CD.
- La Coordinación de Protecciones e Interconexión del alimentador Chahuares CH03, que se beneficiaría de un historial de este tipo de investigaciones, es la base de un buen funcionamiento del sistema.
- La función principal de un sistema de energía eléctrica es transmitir la energía que necesita el cliente, por lo que es crucial mantener el servicio ininterrumpido y salvaguardarlo de posibles fallos. De este modo, se garantiza la fiabilidad del sistema y se evitan daños personales y materiales.

Con esto se logrará el bienestar de la localidad, por lo cual disminuirá la cantidad de reclamos.

1.1.5. Técnica

Para el desarrollo de esta tesis se empleó la técnica del análisis de curvas de tiempo-corriente (TCC, por sus siglas en inglés: Time-Current Characteristic). Esta técnica permite representar gráficamente las curvas de operación de los dispositivos de protección (reles, fusibles, reconectadores, etc.) en función del tiempo y la corriente. Su análisis facilita la

evaluación de la selectividad entre dispositivos, verificando que, ante una falla, opere únicamente el dispositivo más cercano al punto de falla y en el menor tiempo posible.

Alcances y Limitaciones

1.1.6. Alcances de la Investigación

El presente estudio tiene por finalidad la elaboración de una nueva propuesta de coordinación de protecciones de los equipos actualmente instalados en la SE Chahuares, específicamente para el alimentador CH03 en 22.9kV.

1.1.7. Limitaciones de la Investigación

- La principal limitación es el acceso a las condiciones actuales de los equipos de protección, así mismo el recorrido y condiciones actuales del alimentador CH03 ya que este contempla una distancia considerable y pasa por zonas agrestes, para salvar este inconveniente se recurre a la información del tipo estadística proporcionada por la empresa Electro Sur Este S.A.A sobre la línea en referencia.
- Si bien es cierto la empresa concesionaria nos brindó la información básica para el desarrollo del presente trabajo, esta información no fue tan explícita como se deseaba, por lo que se tuvo que hacer el trabajo previo de procesamiento de la misma para la obtención de los resultados pretendidos.

Hipótesis y Variables

1.1.8. Hipótesis General

El estudio de coordinación de protección del alimentador CH03 posibilitara dar alternativas de solución para disminuir las fallas que se presenten, generando un impacto positivo en la calidad de suministro de energía de la red.

1.1.9. Hipótesis Específica

- a) El análisis del escenario actual de la coordinación de protección del alimentador CH03, nos permitirá mejorar su funcionabilidad.
- b) Conocer los tramos del alimentador CH03 que presenten problemas para su análisis y mejoramiento de la calidad de servicio de la red.
- c) La alternativa seleccionada para la coordinación de protección del alimentador CH03 será técnica y económicamente viable, de manera que se garantiza la continuidad y calidad de la red.

Operacionalización de Variables|

Variable	Dimensiones	Indicadores	Técnica	Instrumento
Coordinación de protecciones	Selectividad	Discriminación entre dispositivos de protección	Análisis de curvas TCC	Software DigSilent, curvas TCC
	Tiempo de operación	Tiempos de actuación de cada dispositivo	Simulación de fallas	Reportes de simulación
	Ajustes de disparo	Configuración de los dispositivos de protección	Revisión técnica/documental	Manuales, hojas de datos
	Corriente de falla	Corriente medida o simulada en distintos puntos del sistema	Análisis de cortocircuito	Software DigSilent, cálculos eléctricos
	Coordinación entre dispositivos	Traslape o separación adecuada entre curvas	Análisis gráfico	Curvas de operación TCC
	Confiabilidad operativa	Correcto funcionamiento bajo diferentes condiciones	Simulación de contingencias	Reportes técnicos

Nota: Elaboración propia

Metodología de la Investigación

1.9.1. Enfoque de investigación

El enfoque de esta investigación es cuantitativo, ya que se basa en la recopilación y análisis de datos técnicos del sistema eléctrico, tales como corrientes de cortocircuito, tiempos de operación de los dispositivos de protección y curvas características de los equipos. A través de herramientas de simulación y cálculo, se busca evaluar la coordinación entre los diferentes elementos de protección del alimentador Chahuares 03, con el fin de garantizar una correcta selectividad, rapidez y confiabilidad ante fallas. La metodología empleada permite obtener resultados objetivos, medibles y reproducibles, lo cual es esencial para validar la propuesta de coordinación y respaldar técnicamente las recomendaciones planteadas.

1.9.2. Tipo de Investigación

Este trabajo se enmarca dentro de una investigación aplicada, ya que tiene como objetivo resolver un problema técnico específico en el sistema eléctrico de distribución del alimentador Chahuares 03, mediante el análisis y mejora de la coordinación de protecciones. A través del estudio de las condiciones operativas reales y el uso de herramientas de simulación eléctrica, se busca proponer ajustes y configuraciones que optimicen la selectividad y confiabilidad del sistema de protección. La investigación también es de tipo no experimental, dado que no se manipulan directamente las variables del sistema en campo, sino que se analizan mediante modelos y datos existentes. Asimismo, se puede considerar descriptiva y explicativa, ya que describe el estado actual del sistema de protecciones y explica las causas de posibles fallas en la coordinación.

1.9.3. Nivel de Investigación

El nivel de esta investigación es descriptivo y explicativo. Es descriptivo porque se analiza detalladamente el estado actual del sistema de protecciones del

alimentador Chahuares 03, identificando los dispositivos existentes, sus ajustes y el comportamiento ante distintos tipos de fallas. Es también explicativo, ya que busca comprender las causas de una posible descoordinación entre protecciones y cómo estas afectan la confiabilidad del sistema eléctrico. Además, permite justificar técnicamente los cambios propuestos a través de simulaciones y análisis, lo cual aporta una solución fundamentada al problema identificado.

1.9.4. Diseño de la Investigación

La investigación será de tipo descriptiva, también conocida como investigación estadística, ya que primero se describirá los datos y características de la red existentes, para así interpretar los datos obtenidos de manera clara y precisa, pudiendo así subsanar las deficiencias encontradas.

Por otra parte, la investigación será del tipo explicativa ya que se explicará las causas de la mala operación del sistema de protección actual del alimentador CH03, debiendo de tomar en cuenta las causas y el porqué de estas, determinando una adecuada coordinación del sistema.

1.9.5. Población y Muestra

1.9.5.1. Población

Se asume a todos los usuarios del alimentador CH03 en 22.9kV, el número de suministros, así como la máxima demanda del alimentador.

1.9.5.2. Muestra.

Se tomará como muestra la actual situación del sistema de protección del ALIMENTADOR CH03 en 22.9kV.

1.9.6. Técnicas de Recolección de Datos

La recolección de los datos se hará recurriendo a la empresa concesionaria Electro Sur Este S.A.A, en lo referente a la subestación Chahuares y la línea CH03.

A continuación, se exponen algunas herramientas y tácticas de procedimiento para alcanzar el objetivo propuesto y comprobar la hipótesis:

- Compilación de investigación entendida referente al estudio de confiabilidad del sistema eléctrico, informes, proyectos científicos, datos de internet, textos universitarios, tesis, revistas y artículos IEEE, trabajos monográficos, manuales y catálogos de los fabricantes.
- Para desarrollar conclusiones y aportar sugerencias para el caso, analice e interprete cualquier documentación de apoyo o datos bibliográficos para emitir juicios sobre las correlaciones entre las variables identificadas.
- Las fuentes de datos han sido proporcionadas por la compañía concesionaria Electro Sur Este S.A.A, como geometría de la línea, tipos de estructuras, niveles de tensión, números de aisladores, reporteros del sistema SCADA y datos del sistema de control (SIG).
- Las visitas sobre el terreno son un método crucial de recopilación de datos del ALIMENTADOR CH03.

1.9.7. Instrumento de Recolección de Datos

Una vez hecha la recopilación de datos, se realizará un análisis estadístico de las fallas para determinar las fallas más frecuentes y las zonas donde estas se presente de manera más recurrente, además dicho análisis refrendará que efectivamente existe una deficiencia en la coordinación de protección actual del sistema.

Para el análisis y la obtención de un actual diagnóstico del sistema de protección, se elaborará el flujo de carga, estudio de corto circuito y confiabilidad, empleándose para ello el software DigSILENT.

1.9.8. Procesamiento de Datos

Se manejaron los siguientes instrumentos informáticos para el desarrollo, simulación y la respuesta de equipos de protección ante las posibles fallas.

- DigSILENT
- ArcGIS / ArcMap
- Microsoft office 2023
- AutoDesk AUTOCAD 2023

Matriz de consistencia

Tabla 2

Matriz de Consistencia.

MATRIZ DE CONSISTENCIA					
Problema	Objetivo	Hipótesis	Variables	Dimensiones	Indicadores
Problema general: ¿De qué manera la falta de coordinación óptima de protecciones en el alimentador CH03 afecta la continuidad y confiabilidad del servicio eléctrico en Quillabamba durante el periodo 2022–2023?	Objetivo general: Evaluar y optimizar la coordinación de protecciones del alimentador CH03 para mejorar la continuidad y confiabilidad del servicio eléctrico en Quillabamba, según normas y procedimientos del CNE-Suministro.	Hipótesis general: Una coordinación de protecciones técnicamente optimizada en el alimentador CH03 mejora significativamente la continuidad y confiabilidad del servicio eléctrico en Quillabamba.	Variable independiente: Coordinación de protecciones. Variable dependiente: Continuidad y confiabilidad del servicio eléctrico.	Variable independiente: - Ajustes de relés y seccionadores. - Curvas tiempo–corriente (TCC). - Secuencia de selectividad. Variable dependiente: - Frecuencia de interrupciones. - Duración de interrupciones.	Variable independiente: - Tiempos de despeje. - Márgenes de coordinación. - Cumplimiento del CNE-S. Variable dependiente: - SAIFI. - SAIDI.
Problema específico 1: ¿Cuál es el estado actual de la coordinación de protecciones del alimentador CH03?	Objetivo específico 1: Diagnosticar el estado actual de la coordinación de protecciones del alimentador CH03.	Hipótesis específica 1: El diagnóstico de la coordinación actual permitirá identificar deficiencias que afectan la selectividad y el despeje de fallas.	Variable independiente: Coordinación actual de protecciones.	- Ajustes existentes. - Configuración de dispositivos.	- Valores de pickup y TMS actuales. - Tiempos de actuación.
Problema específico 2: ¿Qué ajustes óptimos de dispositivos de protección primarios y secundarios deben aplicarse al alimentador CH03?	Objetivo específico 2: Determinar los ajustes óptimos de los dispositivos de protección primarios y secundarios del alimentador CH03.	Hipótesis específica 2: El ajuste óptimo de los dispositivos primarios y secundarios garantizará una actuación selectiva y oportuna ante fallas.	Variable independiente: Ajustes óptimos propuestos.	- Cálculo de corrientes de falla. - Selección de curvas.	- Márgenes de coordinación en TCC. - Cumplimiento del CNE-S.
Problema específico 3: ¿En qué tramos del alimentador CH03 se presentan problemas recurrentes que afecten la calidad del servicio?	Objetivo específico 3: Identificar los tramos del alimentador CH03 con problemas recurrentes y proponer acciones correctivas.	Hipótesis específica 3: La identificación de zonas críticas permite aplicar soluciones focalizadas que reducen la frecuencia y duración de interrupciones.	Variable independiente: Identificación de tramos críticos.	- Ubicación geográfica de fallas. - Causa de interrupciones.	- Número de eventos por tramo. - SAIFI y SAIDI por sector.

Nota: Elaboración propia

CAPITULO II:

MARCO TEÓRICO Y NORMATIVO

2.1. Antecedentes

Con el continuo cierre de la frontera energética en nuestro país, es ya común ver que localidades aisladas cuenten con el servicio de energía eléctrica, promoviendo así su inclusión y el acceso de sus pobladores a servicios básicos como son salud, educación e inclusive la industrialización a pequeña escala. Pero también se evidencia que en muchas zonas la infraestructura eléctrica está a merced de la naturaleza y agentes externos, los cuales no hacen posible un servicio continuo de las redes de energía.

Por ello es necesario elaborar estudios de protección para las líneas que reporten más problemas anualmente, esto bien puede hacerse por iniciativa de la empresa concesionaria o como en este caso como una iniciativa académica.

para el desarrollo del presente trabajo se hizo una investigación sobre temas relacionados, acudiendo a referencias internacionales, nacionales y locales. De las cuales a continuación mencionaremos las más relevantes.

2.1.1. Antecedentes Internacionales

Edwin Oswaldo Segovia Albarrasín, Universidad técnica de Cotopaxi – Ecuador, Facultad De Ingeniería Eléctrica, **“Coordinación de protecciones en el alimentador de distribución del cerro 8”** – Ecuador, llegando a las siguientes conclusiones:

- Se han respetado las limitaciones establecidas en el capítulo 1, no se puede proporcionar a los consumidores de categoría 1 más de un recierre y se ha intentado usar 4 recierres con secuencia 2-2 en situaciones posibles para incrementar la fiabilidad en los alimentadores secundarios que carecen de consumidores de categoría 1.

- Al comprobar los cambios en las curvas de deterioro de transformadores y alimentadores, no se observaron problemas, ya que todas las protecciones operan antes de que estos sufran perjuicios.
- Las demandas de la OBE restringieron la amplitud del instante de la subestación al impedir la realización de recorres para fallos en una amplia porción del tronco principal.

Fabian Andrés Acuña Acuña & Claudio Vicente Monroy Alarcón, Universidad del BIO, Facultad De Ingeniería Depto. De Ingeniería Eléctrica Y Electrónica, **“ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN PLANTA ELÉCTRICA TÍPICA”** – Chile, se llegó a las siguientes conclusiones:

- En el estudio y ajuste de protecciones, se consideran las modificaciones efectuadas anteriormente, que se introducen en el software ETAP cargado con las impedancias obtenidas en el cálculo de parámetros en el capítulo 2. Al simular fallos en las barras, logramos determinar la secuencia de operación en el esquema unilineal de ETAP, además del tiempo de funcionamiento y la carta de coordinación. Esta información exacta simplifica el examen minucioso de las fallas simuladas.
- Es importante resaltar que la secuencia de operación es aceptable, sin embargo, los tiempos de operación son inadmisibles. Es imprescindible corregir de inmediato esta situación y analizar minuciosamente los ajustes, dado que los ajustes actuales resultan insuficientes.
- En resumen, solo podemos afirmar que el tiempo invertido en llevar a cabo esta tarea nos brindó una experiencia valiosa en el campo profesional, dado que se utilizaron gran cantidad de los conocimientos obtenidos durante nuestro proceso de formación

académica y nos brindó la oportunidad de explorar nuevas técnicas de computación de forma práctica y educativa.

En la Tesis: Estudio De Protecciones en el Sistema de Distribución de la C.A. Elegua Filial de la Electricidad de Caracas de la Universidad Simón Bolívar de Sartenejas (Venezuela) – Yessika Desiree Yamoza Rodriguez / 2007, indica lo siguiente:

- En el análisis de las condiciones de cada circuito, se presentaron síntomas y problemas diferentes para cada alimentador, los cuales se encontraban directamente ligadas a ciertos parámetros, tales como: topología del circuito, tipo de zona (urbana o rural), tipo de carga y cantidad y tipos de interrupciones en el mismo.
- Para atacar estos problemas fueron diseñadas estrategias enfocadas en dar soluciones particulares a cada uno de los circuitos en estudio, mejorando así las condiciones del mismo.
- Se propuso la reubicación e instalación de equipos reconectores destinados a evitar interrupciones prolongadas ante eventos transitorios y/o desconocidos; mejorar los tiempos de respuestas ante fallas permanentes y afectar la mínima cantidad posible de clientes conectados al alimentador, mejorando así la calidad de servicio eléctrico de la región. De igual manera, se planteó la desincorporación de algunos equipos de protección que se encontraban subutilizados o en el caso de fusibles, cuya ubicación más que causar beneficios, perjudicaban la red.
- Además, se tiene la tesis denominada: Coordinación del Sistema de Protecciones del Alimentador 124 de la Empresa Eléctrica Azogues C.A. de la Universidad Politécnica Salesiana de Cuenca-Quito (Ecuador) – Díaz Navas Santiago Rodolfo y Ludizaca Gonzales Juan Pablo / 2010, en sus conclusiones indican lo siguiente:

- Este análisis ha facilitado la determinación de la coordinación de protecciones a lo largo del Alimentador 124, ya que anteriormente no existía ningún estudio particular de coordinación.
- Además, se garantiza el funcionamiento ininterrumpido de la red eléctrica ya que una correcta disposición de los componentes de protección en un sistema promueve la erradicación de fallos por cortocircuito en un periodo de tiempo limitado y conlleva la reducción de la carga asignada al sistema cuando ocurre esto.
- Simultáneamente, se ha logrado entender la relevancia de preservar el servicio de electricidad en un sector específico, especialmente si es el núcleo urbano de una ciudad.

Los antecedentes internacionales referentes al estudio de coordinación de protección de redes de distribución:

En la tesis: Análisis De Coordinación De Protección Del Sub-Sistema De Distribución Primaria Huaro, Hu-04 Con Cargas Importantes, indica lo siguiente:

- De la evaluación estadística de interrupciones producidas dentro del subsistema eléctrico Huaro, y tomando en cuenta las tolerancias normadas y vigentes, se determinó una Ineficiente calidad en el suministro de energía eléctrica.
- Las fallas más frecuentes ocurridas en el subsistema eléctrico HU-04 se presentaron en mayor grado en el sistema de distribución primaria, representando un 92.6% del total de fallas suscitadas y el otro 7.4% corresponde a fallas en centros de generación y/o transformación.
- En la propuesta de la Coordinación de protección de la radial HU-04, se ha considerado la sustitución de los transformadores de Medida y para garantizar la selectividad, se utiliza la característica tiempo definido para 50, normalmente inverso 51, y tiempo definido 50N/51N, quienes ordenan al reconectador

Automático, así como un adecuado dimensionamiento de los fusibles tipo K, para proteger los transformadores, tipo H y K protección de la línea la cual está plasmada en nuestra propuesta.

- En la tesis: "Análisis y evaluación de cargabilidad del transformador de potencia de Chahuares y los alimentadores en 22.9 kV al año 2020", La Convención - Cusco, indica lo siguiente:
- El estudio que se propone en este sistema eléctrico de Chahuares junto a sus alimentadores de 22.9 kV, se enfoca en el análisis del flujo de potencia y la estimación de la demanda de tal sistema. En ese marco y a través de las investigaciones a llevar a cabo, se podrá examinar el comportamiento del transformador de potencia de Chahuares y los alimentadores CH01, CH02 y CH03 durante los años que se estudiarán. Después de este estudio, se proponen soluciones como: compensación mediante un banco de capacitores y compensación estática SVC.
- La calidad energética es un indicador que no se puede pasar por alto, por lo que se analizan las pérdidas energéticas, los elementos que las causan y la manera de contrarrestarlas, con la finalidad de obtener el máximo beneficio económico para la empresa y la satisfacción de la población. Finalmente, es necesario examinar el área de concesión de la empresa ELECTRO SUR ESTE en el territorio de Perú, con el objetivo de formular sugerencias para futuros proyectos de crecimiento de la misma.

2.1.2. Antecedentes Nacionales

Bachiller Roque Paucar Iván Wilson, Universidad José Carlos Mariátegui, facultad de ingeniería y arquitectura, **"PROTECCIÓN Y COORDINACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO RURAL DE TENSIÓN MEDIA EN 22,9 KV, CON EL OBJETO DE MEJORAR LA CALIDAD DEL SERVICIO DE LUZ DEL DISTRITO DE ICHUÑA – PROVINCIA GENERAL SÁNCHEZ CERRO" – zona de Moquegua, año 2016**, llegando a las siguientes conclusiones:

- Durante el año 2016, se logró mejorar la protección y coordinación del sistema eléctrico rural de media tensión en 22,9 kv, con el propósito de optimizar la calidad del servicio de electricidad en el Distrito de Ichuña, Provincia General Sánchez Cerro, Región Moquegua.
- Durante el año 2016, se logró mejorar la protección del sistema eléctrico rural de media tensión en 22,9 kv, con el propósito de optimizar la calidad del servicio de electricidad en el Distrito de Ichuña, Provincia General Sánchez Cerro, Región Moquegua.
- Se consiguió perfeccionar la coordinación del sistema eléctrico rural de media tensión en 22,9 kv, con el propósito de mejorar la calidad del servicio de electricidad en el Distrito de Ichuña, Provincia General Sánchez Cerro, Región Moquegua, durante el año 2016.
- Jaynor Vladimir Esteba Vargas & Wilson Uliser Condori Ticona, Universidad Nacional Del Altiplano Facultad de Ingeniería Mecánica Eléctrica, Electrónica Y Sistemas, "Análisis, Optimización y Evaluación de la Coordinación de Protección Contra Descensos Atmosféricos y Fallas a Tierra en el ALIMENTADOR 3003

DEL SERVICIO ELÉCTRICO ANANEA", llegando a las siguientes conclusiones:

- El análisis, optimización y evaluación llevada a cabo se centró en identificar las causas de las fallas inesperadas en el alimentador 3003 del Servicio Eléctrico Ananea, lo que posee una relevancia particular, identificando principalmente las fallas causadas por fenómenos atmosféricos y las condiciones presentes en la línea primaria 22.9 kV. Basándose en estos datos y resultados obtenidos, surge la propuesta de autonomía y optimización.
- El estudio y evaluación de la condición actual del alimentador 3003 del Servicio Eléctrico Ananea, nos facilitó identificar el estado actual de las instalaciones, tales como estructuras en gran parte deterioradas, cables de guarda y conexiones a tierra deteriorados, DMS, flechado y otros aspectos. Esto nos señala que la línea necesita ser mejorada y/o optimizada.
- Mediante el uso de datos estadísticos recolectados por la compañía, los usuarios o clientes mediante entrevistas, y la observación personal del sistema actual sobre la duración y frecuencia de fallos, las fallas forzadas se originaron principalmente por las adversidades climáticas y la ausencia de sistemas de seguridad.
- Durante el 2016, se logró mejorar la protección del sistema eléctrico rural de media tensión en 22,9 kv, con el propósito de optimizar la calidad del servicio de electricidad en el Distrito de Ichuña, Provincia General Sánchez Cerro, Región Moquegua.

2.1.3. Antecedentes Locales

Cecilia del Pilar Baca Cussi & Silvino Roy Loyaga Valdeiglesias, Universidad Nacional De San Antonio Abad Del Cusco, facultad de ingeniería eléctrica, electrónica,

informática y mecánica, con su trabajo de investigación, **“ESTUDIO DE MEJORAMIENTO DE LA CONFIABILIDAD DEL ALIMENTADOR EN MEDIA TENSIÓN TINTAYA 01, EN LA PROVINCIA DE ESPINAR”**, del año 2016, llegando a las conclusiones siguientes:

- Se ha logrado el objetivo principal, donde se analizaron los índices de fiabilidad, lo que permitió proporcionar una alternativa de solución que mejore la fiabilidad del alimentador de media tensión TI-01.
- En toda su declaración, se ha evidenciado el objeto específico N° 01, dado que se llevó a cabo el diagnóstico actual de uno de los alimentadores de mayor longitud (857.33 km) y con un elevado número de suministros (13688), el cual evidenció índices que superan los valores de osinergmin.

Carlos Alberto Hurtado Vilca, La Universidad Nacional San Antonio Abad del Cusco, en su departamento de ingeniería eléctrica, electrónica, informática y mecánica, presentó su estudio titulado **"MEJORAMIENTO DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO DE LAS LINEAS DE TRANSMISIÓN SAN GABÁN - MAZUKO - PUERTO MALDONADO"**, del año 2016, llegando a las siguientes conclusiones:

- Finalmente, mediante la puesta en marcha de soluciones sugeridas, como la aplicación de pararrayos de línea y la disminución de las puestas a tierra, se consigue mejorar la coordinación de aislamiento de las líneas de transmisión 1014 y 1015.
- Tras la evaluación del equipamiento existente en las líneas de transmisión, se deduce que en las puestas a tierra de la línea 1014 (San Gabán - Mazuko), se observa una resistencia media de 28.50Ω por estructura, con un valor más alto de 189Ω y un valor más bajo de 0.74Ω . Las primeras 55 estructuras muestran los

valores de resistencia más elevados, teniendo en cuenta que, de acuerdo con el código nacional de electricidad, el máximo valor debería ser de $25\ \Omega$ y 10 ohmios, tal como señala la norma IEC 62305-3 "Protección contra descargas atmosféricas" líneas 1014 y 1015.

Las mediciones de puesta a tierra en las torres indican que en la línea 1014, los valores se han elevado en el 91% de las circunstancias. En la línea 1015, los valores máximos de resistencia a tierra llegan a $19.95\ \Omega$, a pesar de que estos valores se han elevado en el 99% de las situaciones, conforme a lo analizado. Estos grados de resistencia terrestre generan un incremento en la cantidad de interrupciones causadas por descargas atmosféricas, al causar un cebado inverso en las líneas 1014 y 1015.

- Se puede inferir a partir del análisis de fallas que en la línea 1014, donde se encuentran las interrupciones, la mayoría de las interrupciones debido a descargas atmosféricas ocurren desde el kilómetro 10 hasta el kilómetro 30 y desde el kilómetro 40 hasta el kilómetro 60, mientras que en la línea 1015 desde el kilómetro 0 hasta el 20 y desde el kilómetro 80 hasta el 120, lo que significa que es imprescindible enfocarse más en estos segmentos para minimizar las interrupciones, respecto a la duración de las interrupciones en los registros, se determina que la más larga fue de 01 hora 44 minutos sucedida en 2012 y la más corta fue de 3 minutos ocurrida en 2014.

Juan Carlos Barboza Aiquipa, universidad nacional san Antonio abad del cusco, facultad de ingeniería eléctrica, electrónica, informática y mecánica, con su trabajo de investigación, **“ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN DE LA RED**

DE DISTRIBUCIÓN EN 22.9 kV DEL ALIMENTADOR AN05 ANDAHUAYLAS

- APURIMAC”, del año 2019, llegando a las siguientes conclusiones:

- En el ajuste de recloser en puntos remotos, se ha concluido que es importante considerar las fallas monofásicas de alta impedancia de por lo menos de 50 Ohms, y con posibilidad de una reconexión.
- También se concluye, que el valor nominal del hilo fusible de los seccionadores de repetición, deben calculase en función de la máxima demanda, de la red protegida.
- El criterio de coordinación de recloser y fusible simple, la curva del hilo fusible, debe ser la misma para todas las derivaciones, hasta el alcance final del recloser.
- Para la coordinación recloser y seccionador de repetición, se concluye que la curva del hilo fusible debe anteceder a la curva rápida del recloser.
- Para los recloser en zonas remotas, se deben habilitar una curva adicional lenta, como respaldo, para garantizar la actuación de la protección, en caso que el fusible simple, no actué.

Daniel Del Pozo Condori, Albino Ponce Condori. universidad nacional san Antonio abad del cusco, facultad de ingeniería eléctrica, electrónica, informática y mecánica, con su trabajo de investigación **ESTUDIO PARA MEJORAR LA OPERACIÓN DEL ALIMENTADOR EN 22.9 KV CH 03 CHAHUARES 2010**

- El actual servicio de Energía eléctrica en las localidades que son atendidas por la salida CH 03, en 22.9 Kv, de la Subestación de Cháhuares, es deficiente por las continuas interrupciones del servicio de energía eléctrica, las cuales pueden ser causados por la operación de la Protección, el mal dimensionamiento de la Línea, y otros, lo cual trae consigo un grave perjuicio económico y social. Con el ánimo

de aportar el mejoramiento de la Salida CH 03, y dar las mejores condiciones de operación en el servicio eléctrico para que las comunidades puedan contar con el servicio de energía eléctrica sin interrupciones y evaluar directamente el comportamiento de esta línea. En la actualidad el servicio eléctrico constituye uno de los elementos fundamentales para el desarrollo de la economía de una población. Los clientes quieren contar con un servicio confiable, seguro y económico. Por tal razón las Empresas Eléctricas buscan mejorar la calidad de servicio, disminuyendo el número y el tiempo de las interrupciones que se presentan en las redes eléctricas de distribución. La mejora de Protección de los sistemas Eléctricos de Distribución responde a estas necesidades La utilización en las derivaciones de Redes de Distribución Primaria en diferentes niveles de tensión 22.9 Kv, y 13.2 Kv, está generando problemas en el balance de las fases, lo que influye en la operación deficiente del alimentador CH 03. En la actualidad se está realizando la expansión de la frontera eléctrica por parte de las diferentes municipalidades que son atendidas en esta salida, con lo que se acrecentará los problemas en la operación, demandando longitudes de recorrido de muchos kilómetros. El propósito de este trabajo es mejorar las condiciones de operación del alimentador CH 03 CHAHUARES, que alimenta a los centros poblados de Palmareal, Kiteni, San Miguel, Kepashiato, Ivochote y a las comunidades rurales de estas zonas.

2.2. Bases Teóricas

2.2.1. Sistemas de Generación Eléctrica

Está formado por todos los equipos destinados a producir electricidad, independientemente del método y la fuente utilizados para ello. Incluye las subestaciones

elevadas y las centrales eléctricas cuando forman parte de la misma instalación. (NORMA DGE - TERMINOLOGÍA EN ELÉCTRICIDAD, 2010)

2.2.2. Sistemas de Transmisión

Es un conjunto de infraestructuras utilizadas para transmitir la energía eléctrica generada por el sistema de generación, que en nuestro país está formado por los siguientes subsistemas:

2.2.2.1. Subsistema de Transmisión.

Está diseñado para transportar energía eléctrica suministrada por un sistema de generación a altas tensiones a través de largas distancias hasta sistemas de distribución, usuarios y/o subsistemas de subtransmisión, incluidas redes y subestaciones para su transformación intermedia y/o final.

2.2.2.2. Subsistema de Subtransmisión.

Abarca tanto las redes como los centros de transformación intermedios y/o finales y está diseñado para transferir la energía eléctrica suministrada por un sistema de generación y quizás un subsistema de transmisión a un sistema de distribución y/o a uno o varios clientes.

2.2.3. Sistemas de Distribución

Es un conjunto de recursos para suministrar energía eléctrica a diversos usuarios, como:

- Subsistema de distribución primaria
- Subsistema de distribución secundaria
- Instalaciones de alumbrado público
- Conexiones
- Punto de entrega

A su este alcanza los siguientes subsistemas:

2.2.3.1. Subsistema de Distribución Media Tensión.

Se refiere al proceso de mover la energía eléctrica producida por un sistema de generación hacia un subsistema de distribución secundaria, instalaciones de iluminación pública y/o suministradas a los usuarios, incluyendo tanto las redes como las subestaciones de transformación intermedias y/o finales, a través de un sistema de transporte y/o un subsistema de subtransmisión, a través de un sistema de transporte y/o un subsistema de subtransmisión.

2.2.3.2. Subsistema de Distribución Secundaria.

Es el encargado de trasladar la energía eléctrica que suele suministrarse a bajas tensiones desde un sistema de generación hasta las conexiones, finalmente a través de un sistema de transmisión y/o un subsistema de distribución primaria.

2.2.3.3. Red de Distribución Primaria.

Los terminales de salida del sistema alimentador a los terminales de entrada de la subestación alimentada. Conjunto de cables o conductores, incluyendo sus elementos de montaje y complementos, diseñados para trabajar con tensiones de distribución primaria estándar, que, originándose de un sistema de generación o de un sistema de transmisión, están diseñados para alimentar/conectar una o varias subestaciones de distribución.

2.2.4. Sistema de Utilización

Se compone de un conjunto de infraestructuras destinadas a transportar la energía eléctrica suministrada a cada usuario desde el punto de entrega hasta los numerosos aparatos eléctricos donde se transforma en otros tipos de energía.

2.2.4.1. Instalaciones de Alumbrado Público.

Conjunto de equipos de alumbrado, incluidas las redes de alumbrado público y las unidades de alumbrado individuales, que se necesitan para iluminar las calles y los

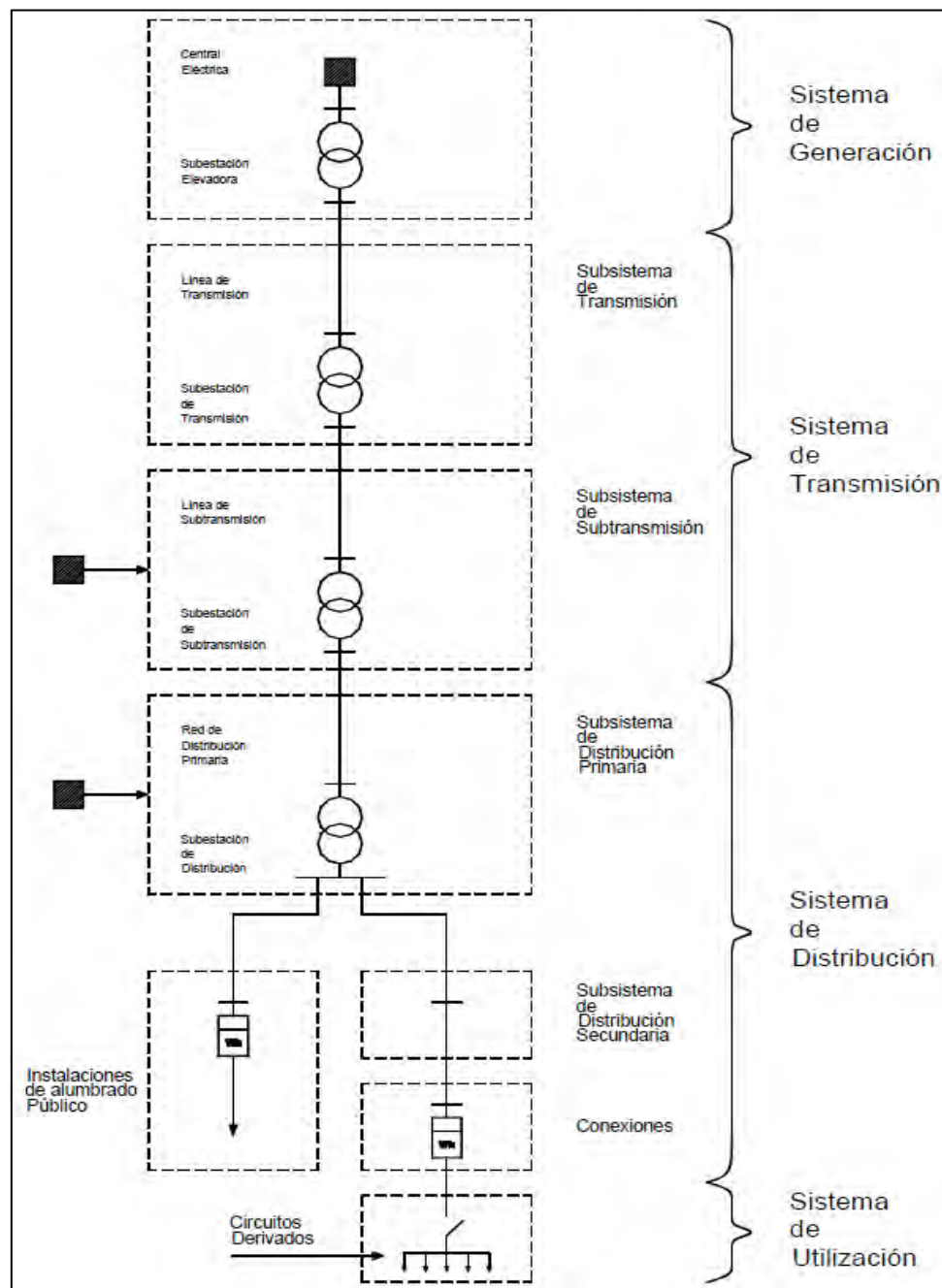
espacios públicos (como avenidas, calles, túneles, plazas, parques, paseos, puentes, pasarelas, carreteras, autopistas, pasos a nivel o elevados, etc.).

2.2.5. Conexiones (Instalaciones)

El conjunto de componentes utilizados para suministrar energía eléctrica a los usuarios a partir de un sistema de generación, de transmisión o de distribución, incluidas las conexiones y cajas de derivación, las cajas de empalme y/o derivación, los equipos de control, limitación, registro y/o medición de la energía eléctrica suministrada.

Figura 3

Diagrama unifilar general del sistema eléctrico.



Nota: COES / Comité de Operación Económica del Sistema

2.2.6. Niveles de Tensión Normalizados

Los niveles de tensión actuales y las tensiones sugeridas son los siguientes, según el Código Nacional de Suministro Eléctrico CNE-S de 2011:

Figura 4

Niveles De Tensión Normalizados

Baja Tensión:	Alta Tensión:
380 / 220 V	60 kV
440 / 220 V	138 kV
	220 kV
Media Tensión:	Muy Alta Tensión:
20,0 kV (*)	500 kV
22,9 kV	
33 kV	
22,9 / 13,2 kV	
33 / 19 kV	

Nota: Código Nacional de Electricidad

Así mismo se recomienda que los sistemas de tensión alterna consideren los siguientes aspectos.

Figura 5

Sistemas De Tensión Alterna

0,38 / 0,22 kV	De cuatro hilos, punto neutro de transformador puesto a tierra de manera efectiva y neutro con múltiples puesta a tierra.
0,44 / 0,22 kV	
20 kV, 22,9 kV y 33kV	De tres hilos, punto neutro de transformador puesto a tierra de manera efectiva.
22,9 / 13,2 kV	De cuatro hilos (neutro corrido), y punto neutro de transformador puesto a tierra de manera efectiva.
33 / 19 kV	
60 kV, 138 kV, 220 kV y 500 kV	De tres hilos, punto neutro de transformador puesto a tierra de manera efectiva

Nota: Código Nacional de Electricidad

2.2.7. Topología de Redes de Distribución

Las topologías de los tramos de distribución se pueden clasificar de la siguiente manera:

2.2.7.1. Sistemas Radiales.

En este las redes surgen desde una subestación de distribución hacia un área de dispendio sin tener puntos frecuentes con otras líneas

2.2.7.2. Sistemas en Anillo.

En este las redes son alimentadas desde distintas subestaciones a la vez, de condición que, ante cualquier falla, una fuente puede conservar el suministro con las fuentes sobrantes.

2.2.7.3. Sistemas Enmallados.

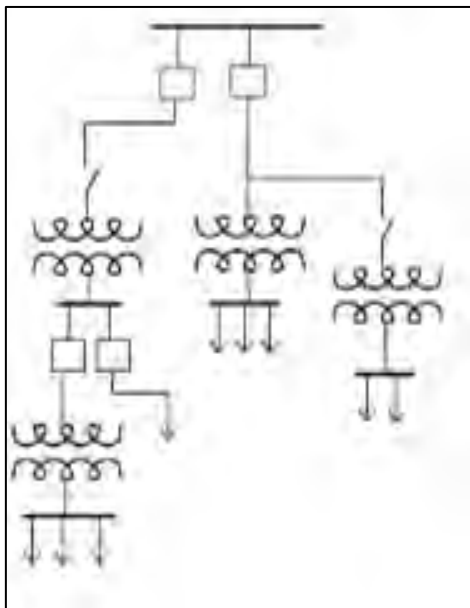
Las redes forman anillos, creando una estructura en forma de malla que aumenta la seguridad y continuidad del sistema.

Es del tipo de distribución radial en el alimentador CH03, donde se llevará a cabo la investigación sobre coordinación de protecciones.

2.2.8. Sistemas Radiales

Es aquel que crea una vía de servicio de energía eléctrica entre la fuente y la carga. Un sistema radial es aquel que distribuye electricidad a través de un "ramal" que tiene una trayectoria directa y sin retorno que se origina en una subestación.

En este sistema hay varias configuraciones; la configuración elegida depende de las condiciones locales, la demanda, la fiabilidad de la continuidad del suministro, el coste y las perspectivas a largo plazo. Dado que utiliza la menor cantidad de equipos, este tipo de sistema es el más sencillo y rentable. La instalación de este sistema es aérea. A continuación, hablaremos de sus características únicas.

Figura 6*Sistemas Radiales*

Nota: COES / Comité de Operación Económica del Sistema

2.2.8.1. Sistemas Radiales Tipo Aéreos.

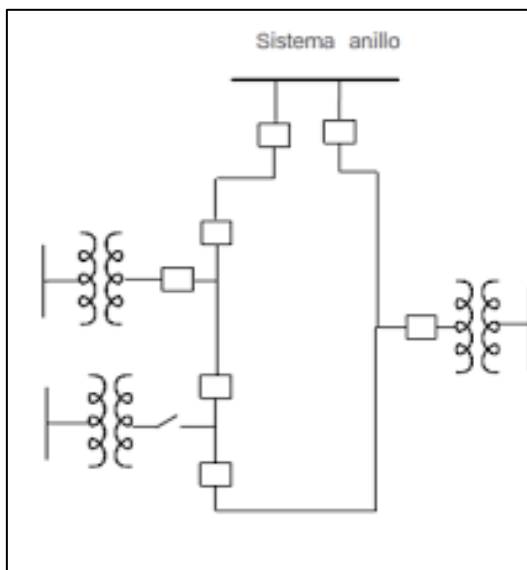
Las zonas urbanas, suburbanas y rurales suelen utilizar redes aéreas de distribución radial.

Los alimentadores primarios de la subestación de distribución alimentan los transformadores de distribución, que también están situados en postes, mediante cables aéreos. Los sistemas radiales puros se emplean en zonas rurales con baja densidad de carga. El sistema radial también se utiliza en zonas urbanas con densidades de carga más altas, pero tiene puntos de interconexión abiertos, que se cierran en caso de emergencia para permitir el paso de una parte de la carga de un alimentador a otro, de modo que en caso de avería pueda desconectarse y mantenerse en funcionamiento mientras se repara el resto.

Aunque podrían tener problemas con la continuidad del servicio, el principal argumento de venta de los sistemas radiales aéreos es su diseño con pocos componentes y, por tanto, su bajo coste de instalación.

Figura 7

Sistema Anillo



Nota: Comité de Operación Económica del Sistema

2.2.9. Continuidad de Suministro Eléctrico

La normativa en Perú sitúa la continuidad en el contexto de la "Calidad del Suministro". La Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) mide la calidad del suministro en función de la frecuencia con que los consumidores reciben un servicio eléctrico ininterrumpido, o interrupciones del servicio.

2.2.10. Norma Técnica De Calidad De Los Servicios Eléctricos (Ntcse)

La Norma Técnica de Calidad para Servicios Eléctricos (NTCSE), que se publicó en octubre de 1997 mediante el DS-020-97-EM, en conjunto con las más recientes modificaciones contempladas, como el DS-040-2001-EM de julio de 2001, establece dos índices de interrupciones:

- Cantidad Ponderada de interrupciones por cada usuario semestralmente (N)

Duración Ponderada de las interrupciones por cada semestre por usuario (D)

La Norma Técnica de Calidad para Servicios Eléctricos NTCSE (1997) no consiguió disminuir los índices de interrupciones. Este escenario generó reclamos de los usuarios, además de albergar incertidumbres sobre la autenticidad de lo que la empresa informó.

Como reacción a este escenario, OSINERGMIN, en su función de regulador, de acuerdo al artículo 25° de su Reglamento General, Decreto Supremo No 054-2004- PCM, otorgó su aprobación al "Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos" con la Resolución 074-2004-OS/CD el 13 de abril del 2004, con el objetivo de ofrecer información adicional acerca de la implementación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios E.

El propósito del procedimiento es inicialmente garantizar que las empresas concesionarias de distribución proporcionen información precisa y oportuna en relación a interrupciones (No se contempla la Baja Tensión). Finalmente, es necesario definir las tolerancias a la eficacia de funcionamiento de las redes de media tensión a través de la valoración de los índices SAIFI y SAIDI. (2008) define tolerancias al SAIFI y SAIDI para las redes de media tensión con el objetivo de incrementar significativamente los índices de interrupciones.

Se refiere a cualquier interrupción en el suministro eléctrico en un lugar de entrega, y estas interrupciones pueden surgir, entre otras razones, por la expulsión de equipos de las instalaciones del proveedor u otras instalaciones que lo alimentan. Pueden surgir por motivos como el mantenimiento, las maniobras, las ampliaciones, etc., o de manera aleatoria por fallos o mal funcionamiento; lo que comprende, por ende, aquellas que se hayan programado.

En términos de la NTCSE, no se toman en cuenta las interrupciones totales de suministro que duren menos de tres (3) minutos, ni las vinculadas a situaciones de fuerza mayor que han sido debidamente verificadas y reconocidas como tal por la autoridad competente.

2.2.11. Proceso para la Monitorización del Funcionamiento de los Sistemas Eléctricos

Conforme a la Resolución OSINERG N° 074- 2004-OS/CD del 13 de abril del 2004. Define el proceso para proporcionar datos adicionales a los reportes realizados por las empresas concesionarias de distribución a través de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos por las empresas concesionarias de distribución, relacionados con interrupciones causadas por averías, operaciones e indisponibilidades de las instalaciones eléctricas de Generación, Transmisión o Distribución, que impacten en el servicio público de electricidad.

2.2.12. Indicadores de Calidad de Suministro

Según el procedimiento N° 074-2004-OS-CD OSINERGMIN, La Evaluación de la Calidad de Suministro se realiza considerando dos indicadores que se determinan durante periodos de control semestrales.

2.2.12.1. Número Total de Interrupciones por Cliente por Semestre (N).

Es la suma total de interrupciones en el suministro de cada cliente durante un periodo de supervisión de un semestre: $N = \text{Cantidad de interrupciones}$; (definido en: interrupciones semestrales). El número de interrupciones planificadas a causa de la expansión o robustecimiento de redes, que deben ser tomadas en cuenta para calcular este indicador, se ponderan por un factor del cincuenta por ciento (50%).

2.2.12.2. Duración total ponderada de interrupciones por cliente (D).

Se refiere a la suma de las duraciones individuales ponderadas de todas las interrupciones en el abastecimiento eléctrico al cliente durante un periodo de control de semestre:

$$D = \sum (K_i * d_i), \text{ expresada en horas}$$

Donde:

d_i : Es el tiempo específico de la interrupción i .

K_i : Son elementos que influyen en la duración de las interrupciones según el tipo:

- Interrupciones planificadas* debido a la ampliación de reforzamiento: $K_i = 0.25$
- Interrupciones planificadas* de mantenimiento: $K_i = 0.50$
- Otras: $K_i = 1.00$

* El concepto de "Interrupciones programadas" se refiere únicamente a actividades de ampliación o fortalecimiento de redes; o, mantenimiento de redes, ambas planificadas de manera oportuna, respaldadas por la autoridad y comunicadas a los clientes con un retraso mínimo de cuarenta y ocho horas, indicando las horas precisas de comienzo y finalización de trabajos.

Si hay una variación entre el tiempo real y el tiempo programado de la interrupción, para calcular la Duración Total Ponderada de Interrupciones por cliente (D), se toma en cuenta dicha diferencia temporal (Δ):

$K_i = 0$; si la duración es inferior a la prevista.

$K_i = 1$; si la duración real supera la prevista.

Para el cálculo de los indicadores N y D, no se toman en cuenta las interrupciones por rechazo de carga de frecuencia mínima.

2.2.13. Tolerancias de Calidad de Suministro

Las variaciones en los indicadores de calidad de abastecimiento para clientes conectados en diferentes niveles de tensión son:

2.2.13.1. Numero de interrupciones por cliente (N').

- Clientes con Alta y Muy Alta Tensión: 2 Interrupciones por semestre.
- Clientes con Tensión Media: 7 Interrupciones por semestre.
- Clientes con baja tensión: 6 interrupciones por semestre.

2.2.13.2. Duración total ponderada de interrupciones por cliente (D').

- Clientes con Tensión Muy Alta y Alta: 4 Horas/semestre.
- Clientes con Tensión Media: 7 Horas/semestre.
- Clientes con baja tensión: 10 horas por semestre.

2.2.13.3. Notificación de Interrupciones Importantes.

Se consideran interrupciones significativas a las interrupciones en el suministro eléctrico del servicio público de electricidad que afectan a todo un Sistema Eléctrico o cuando el número de usuarios afectados exceda el 5% o más de los usuarios del Sistema Eléctrico. En este último escenario, solo se considerarán interrupciones significativas las que afecten a más de 5000 usuarios; en este último escenario, solo se considerarán interrupciones significativas las que afecten a más de 5000 usuario.

Cada interrupción significativa debe ser notificada a OSINERG en las próximas 12 horas después de su ocurrencia, utilizando los medios electrónicos de transferencia establecidos por la Gerencia de Fiscalización Eléctrica. Este informe deberá incluir al menos la información siguiente:

- Zona o territorio donde los usuarios del servicio de electricidad público han sufrido perjuicios.
- Conforme a la codificación GART (Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria) del sistema eléctrico)

- Fecha y hora en que comenzó la interrupción (se utilizará el formato dd/mm/aaaa 00:00).
- Fecha y hora en que finaliza la interrupción (se utilizará el formato dd/mm/aaaa 00:00).
- Motivo del corte (programado, rechazo de carga o avería).
- Indicar la causa potencial que provocó la interrupción (descarga atmosférica, robo de instalación, etc.).
- Cantidad de usuarios impactados (calculado).
- Demanda interrumpida (kW) (estimación del valor de la demanda interrumpida al instante en que sucedió el hecho).
- Instalación que provoca la interrupción (Creación, difusión o distribución).
- Código de instalación que provoca la interrupción.
- Posesión de las instalaciones provocadoras (propias o externas).

Si el plazo establecido se vence en días no laborables, el informe deberá ser expedido dentro del día hábil siguiente al suceso.

2.2.13.4. Causas De Interrupciones.

Los motivos de las interrupciones son categorizados por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) a partir de la siguiente tabla:

Tabla 3*Causas De Las Interrupciones*

RESPONSABLE DE LA INTERRUPCIÓN	NATURALEZA DE LA INTERRUPCIÓN	CODIGO OSINERGMIN	DESCRIPCIÓN
P	PM	1	Por mantenimiento
P	PE	2	Por expansión o reforzamiento de redes
P	NF	3	Ajuste inadecuado de la protección
P	NF	4	Bajo nivel de aislamiento (Aislador roto / Tensión inadecuada)
P	NF	5	Falla equipo (Transformador, interruptor, seccionador de potencia, etc)
P	NF	6	Falla empalme de red
P	NF	7	Falla terminal cable
P	NF	8	Caída conductor de red
P	NF	9	Caída de estructura
P	NF	10	Contacto de red con árbol
P	NF	11	Contacto de red con edificación
P	NF	12	Contacto entre conductores
P	NO	13	Error de maniobra
P	NO	14	Corte de emergencia (No incluidos en PM y PE)
P	NF	15	Animales (felinos y roedores)
P	NF	16	Picado de cable por personal propio
P	NF	17	Otros, por falla en componente (s) del sistema de potencia
T	NT	18	Aves
T	NT	19	Cometas
T	NT	20	Impacto Vehicular
T	NT	21	Vandalismo
T	NT	22	Hurto de conductor o elemento eléctrico
T	NT	23	Caída de árbol
T	NT	24	Picado de cable
T	NT	25	Contacto accidental con línea
T	NO	26	Pedido de Autoridad
T	NT	27	Otros, causados por terceros
F	NC	28	Descargas atmosféricas
F	NC	29	Fuertes vientos
F	NC	30	Inundaciones
F	NC	31	Sismo
F	NC	32	Otros fenómenos naturales
O	PM	33	Por Mantenimiento
O	PE	34	Por Expansión o reforzamiento de redes
O	NT	35	Falla sistema interconectado
O	NR	36	Déficit degeneración
O	NT	37	Otros, causado por otra empresa externa
O	NT	38	Cuando la interrupción es provocada por otra empresa.
O	NF	39	Otros, falla humana

Nota: Centro de control ELSE

Donde:

P = Propias

F = Fenómenos naturales

T = Terceros

O = Otras empresas

Donde se aprecia según la tabla 3 que se tiene interrupciones **Propias 13 ocurrencias, Terceros 9 ocurrencias, Fenómenos naturales 5 ocurrencias, Otras 3 ocurrencias**

Además, se identifica la naturaleza de las interrupciones que se dan con mayor frecuencia, donde:

PE – COSTES POR EXPANSIÓN O REFORZAMIENTO

Se trata de interrupciones programadas por la compañía concesionaria. Este tipo de corte ocurre cuando la concesionaria interrumpe el suministro de energía para iniciar el funcionamiento de nuevas infraestructuras como ampliaciones o fortalecimiento de segmentos del alimentador.

PM – CORTE POR MANTENIMIENTO

Estas interrupciones también pueden ser programadas por la concesionaria con el objetivo de llevar a cabo el mantenimiento en cualquier segmento, estructura, subestación o sistemas de protección del alimentador.

NF – CORTE POR FALLA DEL SISTEMA

Este tipo de interrupciones son resultado de fallos en el alimentador provocados por el contacto con vegetación y/o animales o por algún inconveniente en el funcionamiento de un elemento del sistema eléctrico. Usualmente, estas fallas son homopolar debido al contacto con tierra de una fase del sistema trifásico.

NC – CORTE POR FALLA A CAUSA DE FENOMENOS NATURALES

Estas interrupciones son consecuencia de fenómenos naturales como las descargas atmosféricas, el aumento en la velocidad de los vientos, las descargas excesivas de lluvias, los deslizamientos de tierras y los movimientos telúricos que pueden afectar las instalaciones del alimentador y desconectarlo del servicio.

NT – CORTE POR ACCIÓN DE TERCEROS

Este tipo de interrupciones se originan por la acción de un individuo distinto a la gestión del alimentador que, por cualquier razón, interfiere con el suministro habitual de energía eléctrica de este alimentador. Por ejemplo, la caída de un árbol en los conductores del alimentador provoca la interrupción del suministro eléctrico.

NO – CORTE POR FALLA EN LA OPERACIÓN DEL SISTEMA

Este tipo de interrupciones se producen cuando los componentes del sistema actúan de manera incorrecta provocando el corte en el abastecimiento de energía eléctrica, usualmente son fallos de tipo homopolar.

2.2.14. Fallas en Sistemas Eléctricos

Una falla en un sistema eléctrico, se puede categorizar como cualquier evento que interviene la continuidad del flujo de corriente eléctrica, causando en el sistema una interrupción del servicio hacia los usuarios, y generando por ende pérdidas económicas por la imposibilidad de continuar con las actividades laborales y económicas diarias, pérdidas de información, daños y perjuicios a maquinarias, insumos entre otros.

Un estudio realizado en sistemas de distribución en el mundo, arroja que el 80% de las interrupciones, son originadas por fallas en los sistemas de distribución.

2.2.14.1. Causas de Fallas en Sistemas de Distribución.

Algunas de las causas de las fallas eléctricas en sistemas de distribución son:

- Sobrevoltajes provocados por las descargas atmosféricas.
- Sobrevoltajes debido al suicheo y a la ferorresonancia.
- Erupción de conductores, aisladores y estructuras de apoyo a causa de vientos, terremotos, hielo, árboles, vehículos, maquinaria de excavación, vandalismo, entre otros.
- Daños en aislamientos provocados por roedores, aves, serpientes, entre otros.

- Fuegos.
- Averías de dispositivos y fallos en el cableado.

2.2.14.2. Tipos de Fallas en Sistemas de Distribución.

Una falla puede describirse como cualquier modificación no prevista en las variables de funcionamiento de un sistema de potencia, también conocida como perturbación, y su origen puede ser provocado por:

Falla en el sistema de potencia (Cortocircuito), fallo inusual en el sistema de potencia (En dispositivo de protección), fallo en la red (Sobrecarga, variación de carga, descargas atmosféricas, contaminación, sabotajes, etc.).

Las tasas de fallos en sistemas de distribución de baja tensión superan a las que se observan en sistemas de distribución de alta tensión, esto se debe a la gran cantidad de elementos y equipos que participan, debido a la magnitud de los elementos y equipos implicados.

2.2.14.2.1. Sobrecargas.

Un cortocircuito ocurre cuando dos o más elementos que, bajo condiciones normales de funcionamiento, están a distinto potencial, se encuentran de manera accidental en contacto a través de una impedancia mínima o nula.

2.2.14.2.2. Cortocircuitos.

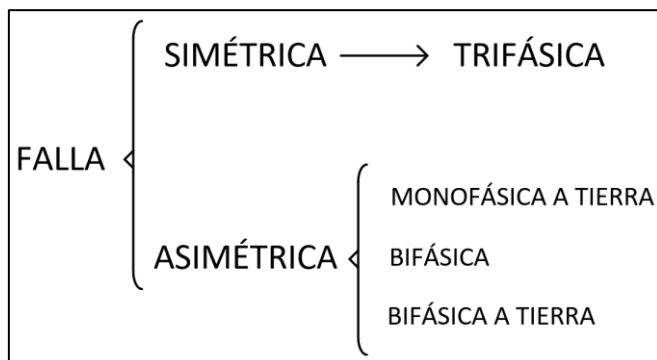
Un cortocircuito ocurre cuando la impedancia de un circuito específico se reduce bruscamente, provocando un incremento en la corriente. En los sistemas eléctricos pueden ocurrir diversas clases de averías, que incluyen:

Cada uno de estos fallos produce una corriente de amplitud determinada y propiedades particulares. El motivo de denominar fallas asimétricas radica en que las corrientes postfalla son distintas en magnitudes y no se encuentran desfasadas en 120 grados. En la investigación de estas corrientes, usualmente se aplica el enfoque de

componentes simétricas, que se convierte en un instrumento relevante para examinar sistemas desequilibrados o desbalanceados.

Figura 8

Cortocircuitos



Nota: Elaboración Propia

A pesar de que un sistema de potencia sea diseñado con gran meticulosidad, siempre estará vulnerable al perjuicio que puedan provocar los flujos de corriente en situaciones de cortocircuito, sobrecargas y arcos eléctricos destructivos. Para garantizar que los dispositivos de protección puedan detectar las averías de manera rápida y reducir el perjuicio de cada componente del sistema de potencia y el peligro del personal, es necesario incorporar el análisis de corrientes de cortocircuito en el diseño de los sistemas de potencia, así como cuando se realicen cambios en los sistemas ya existentes.

La corriente de cortocircuito se determina por la localización en el sistema de las fases implicadas, su disposición y requerimientos del sistema. Las razones que pueden provocar un cortocircuito son:

- Degradación de quipos que forman parte de un sistema de distribución.
- Desconexión de conductores.
- Sobrecarga provocada por las descargas atmosféricas.
- Flameo de aisladores.

- Interacción entre vegetación y líneas de distribución.
- Impacto entre líneas causado por vientos intensos.

Los efectos originados por el cortocircuito son:

- Destrucción, perjuicio y disminución de la durabilidad de los equipos de un sistema de distribución.
- Existencia de corrientes altas en el sistema.
- Descensos de voltaje en los nodos que están próximos a la falla.
- Pérdida y desconexión de la continuidad del servicio.
- Calefacción elevada en aparatos.
- Inestabilidad en el sistema.

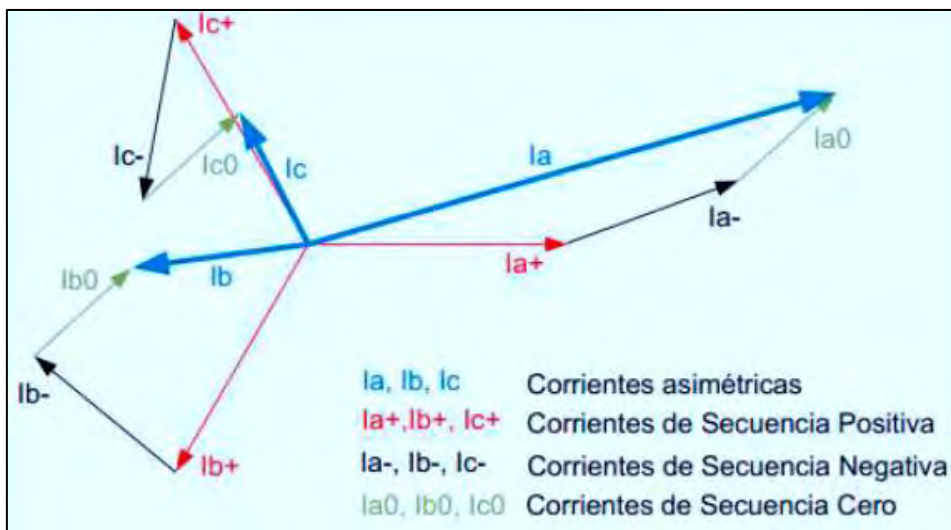
2.2.15. Tipos de Cortocircuitos

En un sistema de distribución eléctrico se presentan dos tipos de cortocircuitos, los simétricos y los asimétricos, los mismo que se describirán a continuación:

2.2.15.1. Cortocircuitos Simétricos.

El uso de componentes simétricas para calcular la corriente de cortocircuito facilita la simplificación de sistemas trifásicos desequilibrados y se puede aplicar a cualquier tipo de red de distribución radial. Este sistema puede ser utilizado para representar cualquier sistema desequilibrado.

El método de componentes simétricas está basado en la descomposición de vectores que presentan corrientes desequilibradas en sistemas de vectores equilibrados denominados corrientes simétricas.

Figura 9*Cortocircuitos Simétricos*

Nota: Catedra electrotecnia y componentes simétricas

Los cortocircuitos simétricos ocurren en sistemas equilibrados trifásicos. Cuando se produce el cortocircuito, las variaciones de corriente y voltaje son impactadas de la misma forma, comportándose como un sistema trifásico equilibrado, aunque con magnitudes distintas a las de su funcionamiento habitual.

2.2.15.2. Cortocircuitos Asimétricos.

La magnitud y la variación temporal entre las ondas de tensión y corriente de un sistema durante el momento del cortocircuito pueden variar en la corriente de falla en relación al eje normal de la corriente; usualmente esto sucede cuando la onda de tensión normal está en un valor diferente a su máximo valor en el instante de la falla. Para generar la asimetría máxima, siempre debe suceder un cortocircuito cuando la onda de tensión supere el cero. En un sistema balanceado de tres fases, la corriente asimétrica más alta se produce únicamente en una de las etapas del sistema de distribución.

Las Normas Americanas ANSI/IEEE aconsejan el uso de multiplicadores aplicados a las corrientes de falla asimétricas para conseguir las corrientes de falla

simétricas. Por lo general, se consiguen estos factores mediante curvas parametrizadas que vinculan el tiempo de apertura de los contactos del interruptor con la relación entre la reactancia y la resistencia (X/R) de la red en el lugar de fallo.

Como se muestra en la tabla 4 a continuación, los cortocircuitos asimétricos son más frecuentes y son los que más impactan al sistema. Estos causan que las corrientes y voltajes cambien de una fase a otra, lo que provoca los fenómenos siguientes:

- Corrientes de gran magnitud, que pueden causar a los equipos daño o reducir su durabilidad.
- Indeseables flujos de corriente.
- Bajos voltajes en las cercanías de la ocurrencia de falla.

Tabla 4

Cortocircuitos Asimétricos

TIPOS DE FALLA	CLASIFICACIÓN	PORCENTAJE DE OCURRENCIA	CAUSAS MÁS COMUNES
LÍNEA - TIERRA	Asimétrica	85%	- Descargas atmosféricas - Vientos y lluvias - Ramas
LÍNEA - LÍNEA	Asimétrica	8%	- Ramas y animales
LÍNEA - LÍNEA - TIERRA	Asimétrica	5%	- Ramas - Errores humanos durante el mantenimiento
TRIFÁSICA	Simétrica	1%	- Errores humanos durante el mantenimiento - Caída de torres o postes del sistema eléctrico - Accidentes de tránsito
TRIFÁSICA - TIERRA	Simétrica	1%	- Errores humanos durante el mantenimiento

Nota: Elaboración propia Centro de control ELSE

2.2.15.2.1. Corriente de Cortocircuito Monofásico.

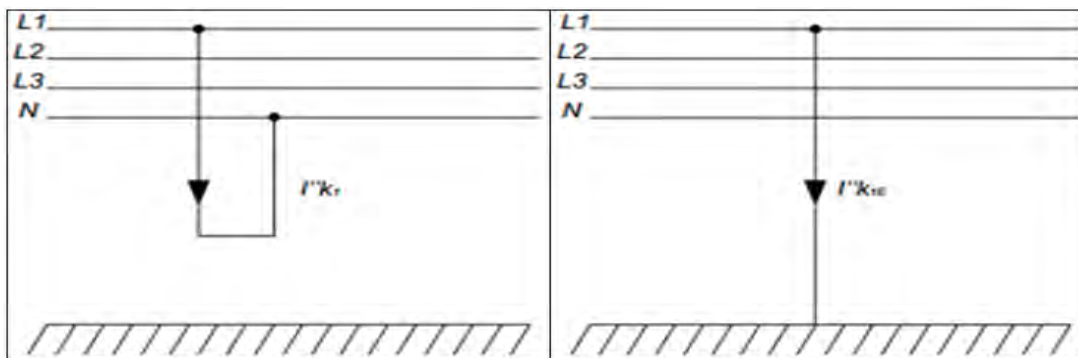
Este tipo de falla por lo general es producido por fallas en aisladores o desprendimiento de conductores de una estructura que hacen contacto a tierra a través de una impedancia Z_f de bajo valor, esto produce corrientes muy elevadas en comparación

con un cortocircuito trifásico, además puede producirse por efectos de contorno y perforación de aisladores por descargas atmosféricas.

Este tipo de fallo es el más característico, llegando a un 85% de frecuencia. Sin embargo, la corriente fluye únicamente por la línea de falla, mientras que en las otras fases se observa una corriente equivalente a cero. En esta clase de avería, la corriente se desplaza en los tres parámetros de secuencia: positivo, negativo y cero.

Figura 10

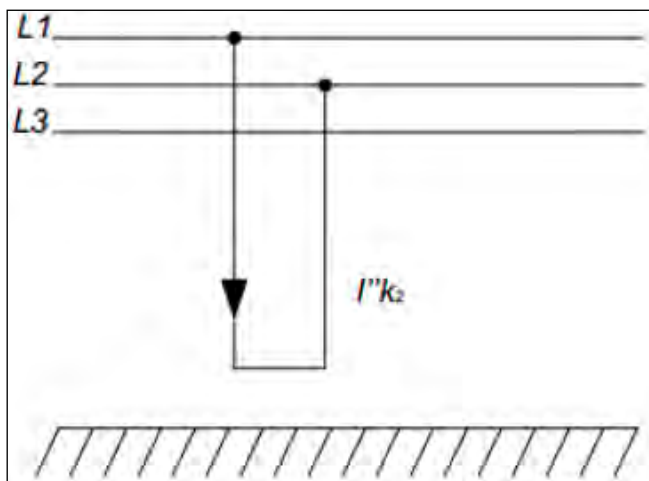
Corriente De Cortocircuito Monofásico



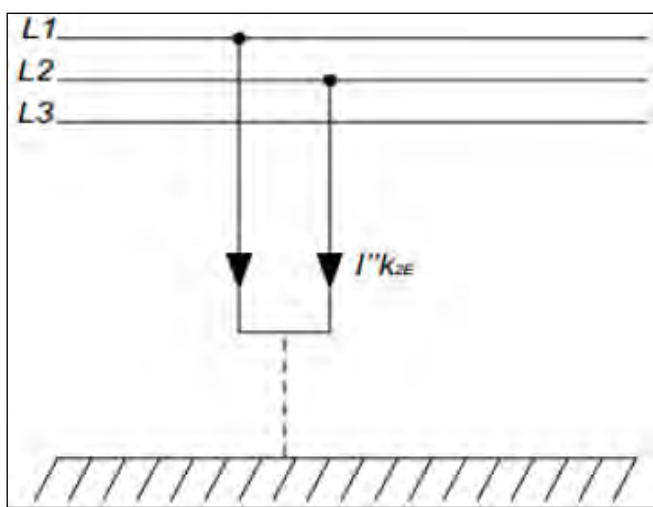
Nota: Centro de control ELSE

2.2.15.2.2. Corriente de Cortocircuito Bifásico.

Las fallas bifásicas se ilustran sin tener en cuenta una trayectoria directa hacia la tierra, dado que se originan por la unión entre dos líneas de la red trifásica, usualmente causadas por el roce o desprendimiento de una fase con otra. Este tipo de fallo causa corrientes desbalanceadas en todas las etapas del sistema, por lo que su cálculo requiere la participación de las redes de secuencia positiva y negativa. El tipo de falla bifásica representa un aproximado de un 8% de frecuencia de ocurrencia.

Figura 11*Corriente De Cortocircuito Bifásico**Nota:* Centro de control ELSE**2.2.15.2.3. Corriente de Cortocircuito Bifásico a Tierra.**

La falla bifásica a tierra ocurre cuando el contacto afecta a más de dos fases, una trayectoria directa hacia la tierra que puede originarse por la caída de dos fases en una estructura que se roce con estructuras terrestres. La falla bifásica a tierra constituye alrededor del 5% de la frecuencia de ocurrencia.

Figura 12*Corriente De Cortocircuito Bifásico A Tierra**Nota:* Centro de control ELSE

2.2.15. Categorías de Fallas

2.2.15.1. Falla Transitoria.

Este tipo de fallos son más comunes en los sistemas de distribución aérea, su duración afectada oscila entre unos pocos ciclos hasta segundos. Estas fallas pueden ser aclaradas de manera autónoma o por equipos de protección antes de que se produzcan daños graves a los equipos. Usualmente, estos daños se originan por el contacto de líneas impulsadas por el viento, ramas de árboles que se tocan con las líneas, descargas atmosféricas.

A pesar de que estas fallas duran breves periodos de tiempo provocando el funcionamiento de los elementos de protección, lo que comenzó como una falla temporal al no ser limpia a tiempo puede transformarse en una falla permanente.

2.2.15.2. Falla Permanente.

Las fallas permanentes son las que perduran independientemente de la velocidad de apertura del circuito o la cantidad de veces que se desconecta. En los sistemas de distribución aérea, las fallas permanentes se originan por el contacto entre conductores, la ruptura de conductores, crucetas o postes.

Este tipo de averías suelen aparecer en redes subterráneas, debido a inundaciones en pozos y conductos, y deterioro del aislamiento de los cables ubicados en ductos.

2.2.15.3. Falla Semipermanente.

Las averías semipermanentes se observan principalmente en las redes aéreas, esto ocurre porque el motivo de la avería no puede ser removido a través de la desconexión instantánea del circuito. Por ejemplo: una rama de un pequeño árbol que se desprende sobre la línea podría provocar un daño semipermanente, aunque podría ser incendiada a lo largo de una intervención postergada. Las líneas de aire de alta tensión en áreas forestales son susceptibles a este tipo de error.

Las averías comprendidas entre 80 y 90% en cualquier red de línea aérea suelen ser de carácter transitorio. Las fallas que quedan del 10-20% son o semipermanentes o permanentes.

2.2.16. Confiabilidad de Sistemas de Distribución

A consecuencia de los continuos cortes intempestivos en los alimentadores del sistema de distribución, es conveniente realizar el análisis de las causas de las interrupciones para determinar si son por causa de operación, fenómenos naturales, acciones de terceros, fallas, rechazos de carga, mantenimiento y otros.

2.2.17. Coordinación de Protecciones

La coordinación de protecciones consiste en la selección y ajuste de dispositivos de protección de un sistema eléctrico para que, ante una falla, solo opere el dispositivo más cercano al punto de falla, dejando el resto del sistema en servicio.

Su propósito principal es:

- Proteger la integridad de equipos (transformadores, conductores, interruptores).
- Garantizar la seguridad de las personas.
- Mantener la continuidad del servicio eléctrico.
- Cumplir con normas técnicas nacionales e internacionales.

Coordinación de protecciones en sistemas de distribución

En sistemas de media tensión (1 kV – 35 kV), como el alimentador CH03, las protecciones están expuestas a condiciones especiales:

- Altas longitudes de línea → mayor exposición a fallas por vegetación, animales, descargas atmosféricas.
- Variabilidad de carga → requiere ajustes flexibles.

- Presencia de múltiples dispositivos en cascada → necesidad de coordinación para evitar desconexiones innecesarias.

Principios Fundamentales

Según IEEE Std C37.112 y IEC 60255, los principios clave son:

- Selectividad → actuar solo el dispositivo más próximo a la falla.
- Rapidez → despejar la falla en el menor tiempo posible.
- Sensibilidad → detectar corrientes mínimas de falla en la zona protegida.
- Confiabilidad → operar siempre que se requiera y evitar disparos falsos.

Tipos de Coordinación

- Coordinación temporal → ajuste escalonado de tiempos de disparo.
- Coordinación por corriente → umbrales diferentes de corriente de operación.
- Coordinación primaria–respaldo → un equipo actúa como principal y otro como reserva.
- Coordinación direccional → determina la dirección de la corriente de falla.

Dispositivos de protección más comunes

- Relés de sobrecorriente (50/51, 50N/51N) → actúan por sobreintensidad, con temporización inversa, muy inversa o definida.
- Reclosers automáticos → abren y reconectan automáticamente ante fallas temporales.
- Fusibles limitadores de corriente → protegen transformadores y ramales.
- Seccionadores de repetición → realizan múltiples intentos de reconexión.

Metodología de Coordinación

El proceso general incluye:

- Recolección de datos y modelado en software.
- Cálculo de corrientes de cortocircuito.
- Selección de curvas tiempo–corriente (TCC).
- Ajuste de parámetros (pickup, TMS, tiempo instantáneo).
- Verificación de márgenes de coordinación.
- Validación según CNE-Suministro y NTCSE.

Indicadores de calidad afectados

En el Perú, la coordinación de protecciones impacta directamente en:

- SAIFI → frecuencia de interrupciones.
- SAIDI → duración de interrupciones.
- ENS → energía no suministrada. Un mal ajuste incrementa estos indicadores y puede generar penalizaciones por parte de OSINERGMIN.

Beneficios de una correcta coordinación

- Mejora la continuidad del suministro.
- Reduce el área afectada por fallas.
- Protege la infraestructura eléctrica.
- Disminuye costos de mantenimiento correctivo.
- Garantiza cumplimiento normativo.

2.2.17.1. Filosofía de la Coordinación de Protecciones.

La filosofía de coordinación de protecciones es la base conceptual que guía cómo se seleccionan y ajustan los dispositivos de protección en sistemas eléctricos. En distribución (como tu caso del alimentador CH03 – 22,9 kV) suele sustentarse en normas peruanas (CNE-Suministro, NTCSE) y en estándares internacionales (IEEE, IEC).

Selectividad (Discriminación)

- La protección debe actuar solo en el punto más cercano a la falla.
- Evita la desconexión innecesaria de grandes áreas de la red.
- Se logra con márgenes de tiempo (0,3 a 0,5 s entre protecciones).

Ejemplo: un fusible en un ramal debe operar antes que el relé de cabecera.

Rapidez

- Las protecciones deben despejar la falla lo más pronto posible.
- Reduce riesgos de incendio, daños térmicos y mecánicos en conductores y equipos.
- Ajustes instantáneos (funciones 50/50N) para fallas severas.

Sensibilidad

- Capacidad de detectar fallas de baja magnitud (ej. fallas a tierra de alta impedancia).
- Se ajusta considerando el mínimo nivel de corriente de falla posible en la red.

Confiablez

- La protección debe operar cuando debe y no hacerlo en condiciones normales.

- Involucra redundancia (protección primaria y respaldo) y mantenimiento adecuado.

Coordinación primaria y de respaldo

- La protección primaria despeja la falla.
- La protección de respaldo actúa si la primaria no lo hace, con retardo intencional.

Filosofía de recierre automático

- Se aplican esquemas de recierre en líneas aéreas de media tensión porque la mayoría de fallas son transitorias (ej. contacto de ramas, descargas atmosféricas).
- El recloser intenta reenergizar la línea tras 1–3 disparos, y si la falla es permanente, se abre definitivamente.

Criterios normativos aplicados en Perú

Código Nacional de Electricidad – Suministro (CNE-S): establece principios de seguridad, continuidad y confiabilidad, mientras la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE): fija límites de indicadores como SAIFI y SAIDI que deben cumplirse mediante una coordinación adecuada y las normas IEEE & IEC: guías de curvas tiempo–corriente, ajuste de relés y márgenes de coordinación.

La filosofía de coordinación de protecciones busca lograr un equilibrio entre seguridad, continuidad y selectividad, garantizando que el alimentador CH03 opere dentro de los límites normativos y con el mínimo impacto ante una falla.

2.3. Marco Conceptual

Es imprescindible recordar ciertos conceptos, los cuales facilitarán una mejor comprensión de los asuntos que se abordarán en este capítulo y los siguientes.

Por lo tanto, se considerarán ciertas definiciones del CNE-U del 2011 para ello.

2.3.1. Accesible

Al alcance de personas, no requiere auxilio de medio alguno.

2.3.2. Aguas Arriba

Cuando se habla de aguas arriba se refiere a: tomando un punto de referencia, por ejemplo, un seccionador, significa que desde ese seccionador hacia la fuente se dice “aguas arriba”.

2.3.3. Aguas Abajo

Por el contrario, cuando se dice “aguas abajo” es desde el punto de referencia, en este caso el seccionador, en sentido hacia la carga, ya que sea donde sea que coloques tu instalación se abre en dicho punto.

2.3.4. Alimentador Eléctrico

Circuito normalmente conectado a una estación receptora, que suministra energía eléctrica a uno o varios servicios directamente o a varias subestaciones distribuidoras.

2.3.5. Caída De Tensión

Diferencia en un instante dado entre las tensiones medidas en dos puntos dados a lo largo de una línea.

2.3.6. Calidad de Servicio Eléctrico

Se refiere al conjunto de atributos, técnicas y comerciales propios del abastecimiento eléctrico requerido en las regulaciones técnicas y legales para el acatamiento de las compañías eléctricas. En relación a esto, con el objetivo de garantizar un nivel adecuado de prestación de los servicios eléctricos, el Ministerio de Energía y Minas estableció regulaciones para el desarrollo de las actividades de Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización de energía eléctrica, con el objetivo de asegurar a los usuarios un abastecimiento eléctrico constante, apropiado, fiable y a tiempo.

2.3.7. Calidad de Suministro Eléctrico

Es la regulación del abastecimiento eléctrico a través de normas que establecen los niveles, parámetros fundamentales, forma de onda, armónicos, niveles de distorsión armónica, interrupciones, entre otros. La calidad de suministro generalmente se refiere a la calidad de la onda de tensión de la energía eléctrica en sistemas de tensión alterna. Sin embargo, hay regulaciones que también consideran las alteraciones de las ondas de Intensidad derivadas del consumo que el cliente provoca sobre la tensión proporcionada por la fuente, que en numerosos casos es la empresa eléctrica.

2.3.8. Calidad del Servicio

Evaluación de las desviaciones de los criterios técnicos que superan un límite establecido (directo o indirectamente) del abastecimiento de electricidad o del conjunto de abastecimientos de electricidad en un sistema eléctrico.

2.3.9. Carga

Es la energía eléctrica que consumen los equipos como: motores, electrodomésticos, maquinas, etc., que se encuentran conectados a la red eléctrica.

2.3.10. Carga Equilibrada

Es el sistema de corriente alterna que usa más de dos cables, donde la corriente y el voltaje son de valor igual en cada conductor energizado.

2.3.11. Capacidad De Alimentador

Máxima potencia que puede ser transmitida a través de una línea de distribución; considerando limitaciones técnicas de funcionamiento como: el límite térmico, la disminución de la tensión, el límite de estabilidad en estado estable, entre otros, etc.

2.3.12. Conductor Aislado

Conductor cubierto por un dieléctrico que no tenga un nivel de aislamiento o que su nivel de aislamiento sea inferior al nivel de tensión del circuito donde se emplea el conductor.

2.3.13. Conductor Desnudo

Conductor de metal donde los hilos o hilos no están recubiertos con un metal adicional.

2.3.14. Continuidad De Servicio

Calidad del suministro que se manifiesta en el nivel al que la operación de una red eléctrica se asemeja al estado ideal de servicio constante durante un intervalo de tiempo específico.

2.3.15. Continuidad De Protecciones

Se refiere al proceso de elección de ajustes o curvas específicas de los dispositivos de protección, con el objetivo de que su funcionamiento se realice de manera ordenada, específicamente en un orden determinado con el menor tiempo de funcionamiento, con el fin de reducir la interrupción del servicio al cliente y aislar correctamente la menor parte posible del sistema de distribución, como resultado del fallo.

2.3.16. Continuidad de Falla

Es la corriente que fluye de una fase del circuito a tierra, o a otra fase, debido a condiciones anormales del sistema.

DISTRIBUIDOR (empresa de distribución)

Organización que suministra electricidad a un grupo de usuarios a través de una red de distribución.

2.3.17. Demanda Eléctrica

Requerimiento instantáneo a un sistema eléctrico de potencia, normalmente expresado en megawatts (MW) o kilowatts (kW).

2.3.18. Demanda Máxima

Es la mayor demanda ocurrida durante un periodo de tiempo, incluye la potencia de la carga y de las pérdidas.

2.3.19. Despacho

Implementación de la operación en tiempo real, mediante medidas preventivas y/o correctivas diseñadas para preservar la balanza entre la oferta y la demanda del Sistema.

2.3.20. Energía

La energía se refiere a la habilidad de los cuerpos o grupo de ellos para llevar a cabo un trabajo. Cada entidad material que transita de un estado a otro genera fenómenos físicos que no son más que expresiones de algún tipo de cambio de energía. // Habilidad de un organismo o sistema para llevar a cabo una labor. Se cuantifica la energía eléctrica en kilowatt-hora (kWh).

2.3.21. Falla Eléctrica

Error en la conductividad o aislamiento de cualquier elemento o dispositivo de un circuito eléctrico, lo que causa la interrupción de la corriente. También conocida como pérdida de corriente, disminución de la corriente.

2.3.22. Falla Homopolar

Error causado por el contacto con la tierra del conductor del circuito eléctrico, lo que provoca una pérdida de corriente hacia la tierra.

2.3.23. Fusible

Es un dispositivo, usualmente de metal, que se conecta en un lugar específico de una instalación eléctrica para que se desmonte cuando una corriente demasiado intensa lo

atraviase. Estos elementos de protección son los más empleados en los alimentadores aéreos, pues además de su función de evitar fallos, son económicos y una vez que funcionan, pueden ser rastreados con facilidad por el personal operativo.

2.3.24. Gestión De Redes

Implementación eficaz de las infraestructuras de generación, transmisión y distribución para asegurar una seguridad apropiada del suministro a un costo reducido.

2.3.25. Interrupciones

Una interrupción es un suceso en el que el voltaje, en el lugar de conexión del cliente, disminuye a cero y no regresa automáticamente a sus valores habituales. El intervalo mínimo de una interrupción prolongada es de 3 minutos. Si la duración es inferior a 3 minutos, se conoce como interrupción corta.

2.3.26. Nodo

Es un punto donde dos o más componentes tienen una conexión en común.

2.3.27. Potencia Instalada

Suma de potencias nominales de máquinas de la misma clase (generadores, transformadores, convertidores, motores) en una instalación eléctrica.

2.3.28. Recloser

Es un dispositivo automático de protección complementaria capaz de detectar, interrumpir y reconectar el circuito bajo condiciones de fallas. Los Reconectores de última generación son equipos bastante rápidos, con controles automatizados que permiten incorporar funciones de monitoreo, control y comunicación con los centros de operación.

2.3.29. Red De Sobrecorriente

Es un dispositivo de seguridad creado para detectar corrientes de averías. Los relés de sobrecorriente con retraso tienen propiedades de funcionamiento que hacen que el tiempo cambie de manera inversamente proporcional a la corriente que detectan.

2.3.30. Suministro (de Energía Eléctrica)

Servicio público proporcionado a un usuario por una compañía de distribución y establecido según criterios técnicos y comerciales como frecuencia, tensión, continuidad, demanda máxima, punto de suministro, tarifas.

El Código Nacional de Electricidad - Suministro establece que el suministro se refiere al conjunto de instalaciones que facilitan la provisión de energía eléctrica de manera segura y que alcanza el lugar de entrega (punto de suministro).

2.3.31. Sobrecorriente

Es una situación que ocurre en un circuito, cuando la corriente que circula por él supera la corriente nominal continua de cualquier elemento del sistema. La sobrecarga puede surgir debido a una sobrecarga, a un fallo o a una descarga atípica.

2.3.32. Seccionador

Es un equipo que permite seccionar el circuito primario, puede ser operado bajo carga, con capacidad de cierre en condiciones de falla.

2.3.33. Subestación

Componente de una red eléctrica, restringida a una zona determinada, que engloba principalmente las terminales de las líneas de transmisión o distribución, construcciones y transformadores. Usualmente, una estación contiene aparatos de seguridad y control (como la protección).

2.3.34. Subestación de Distribución

Conjunto de dispositivos destinados a transformar y/o separar la energía eléctrica que proviene de una red de distribución primaria y la distribuye a una red de distribución secundaria, a las instalaciones de iluminación pública, a otra red de distribución primaria o a los consumidores.

2.3.35. Subestación de Transformación

Subestación compuesta por transformadores energéticos que vinculan dos o más redes de voltaje distintas.

2.3.36. Subestación Elevadora (de Tensión)

Subestación de transformación donde el voltaje de salida de los transformadores es superior al voltaje de entrada.

2.3.37. Subestación reductora (de Tensión)

Estación de transformación donde la energía que proviene de los transformadores presenta una tensión inferior a la de entrada.

2.3.38. Subestación Intermedia de Transformación

Unidad de transformación situada en un segmento intermedio de una red (sistema), puede ser de transmisión o distribución.

2.3.39. Subestación Final de Transformación

Ubicada en un segmento intermedio de un sistema, subestación de transformación. Puede ser de producción, difusión o reparto.

2.3.40. Tensión

La variación de potencial efectiva entre dos conductores distintos o entre un conductor y el suelo. Las tensiones se indican en términos nominales a no ser que se especifique lo contrario. El valor nominal de un sistema o circuito se refiere al valor otorgado al sistema o circuito para una clase determinada de tensión, con el objetivo de

obtener una designación apropiada. La tensión de funcionamiento del sistema puede fluctuar sobre o bajo este valor.

2.3.41. Troncal de Línea

Ruta del conductor de mayor calibre, el cual limita la capacidad de carga del circuito.

2.3.42. Transformador de Potencia

Aparato estático con dos o más devanados que, a través de la inducción electromagnética, convierte un sistema de corriente y tensión alterna en otro, usualmente de distintos valores y a la misma frecuencia, con el objetivo de transmitir la energía eléctrica.

2.4. Marco Normativo

En el desarrollo del presente trabajo se tuvieron en cuenta las siguientes normas:

2.4.1. Normatividad Nacional

- Normas peruanas de la DGE
- Código Nacional de Electricidad Suministro 2011
- Norma Técnica de la Calidad de Servicios Eléctricos (NTCSE)
- Norma DGE – Terminología en Electricidad
- Norma DGE – Simbología en Electricidad

2.4.2. Normatividad Internacional

- ANSI : American National Standards Institute
- IEC : International Electrotechnical Comision
- NEMA: National Electrical Manufactures Association
- IEEE : Institute of Electrical and Electronic Engineers

CAPÍTULO III: DIAGNOSTICO DEL SISTEMA ACTUAL DEL ALIMENTADOR DE MEDIA TENSIÓN CH03 (ALIMENTADOR MT CH03) QUILLABAMBA-CUSCO

Introducción

En este capítulo, se establece el primer objetivo específico "Diagnosticar y evaluar la operación del sistema, considerando el sistema de protección de corriente de la red 22,9 kV CH03 Quillabamba-Cusco". Luego se completa el estudio de los problemas del presente tema ocurridos entre 2021 y 2023.

Electro Sur Este S.A.A., es la empresa concesionaria de comercialización de energía eléctrica; con autorizaciones que abarcan las zonas de Cusco, Apurímac, Madre de Dios y la provincia de Sucre en la región de Ayacucho.

Dado que esto afectará el comportamiento de los parámetros eléctricos más cruciales y nos ayudará a tomar las mejores decisiones para mejorar la operación del sistema eléctrico en su conjunto, se realiza una descripción exhaustiva de las condiciones actuales de operación de la ALIMENTACIÓN de MT CH03 en el sector Chahuares-Cusco. Este suministro se origina en la subestación transformadora del Sector Chahuares.

3.1. Descripción Del Sistema Eléctrico En Estudio

El sistema eléctrico en conocimiento, refiere a la Red de Distribución en 22.9 kV Del Alimentador CH03 Chahuares Cusco, también se nombra como Alimentador de MT CH03 (Alimentador de media tensión Chahuares 03). La red parte desde la S.E. de Chahuares y su recorrido es por toda la provincia de Chahuares hasta llegar a su tramo final en la provincia de Chincheros en categoría de 22.9 kV.

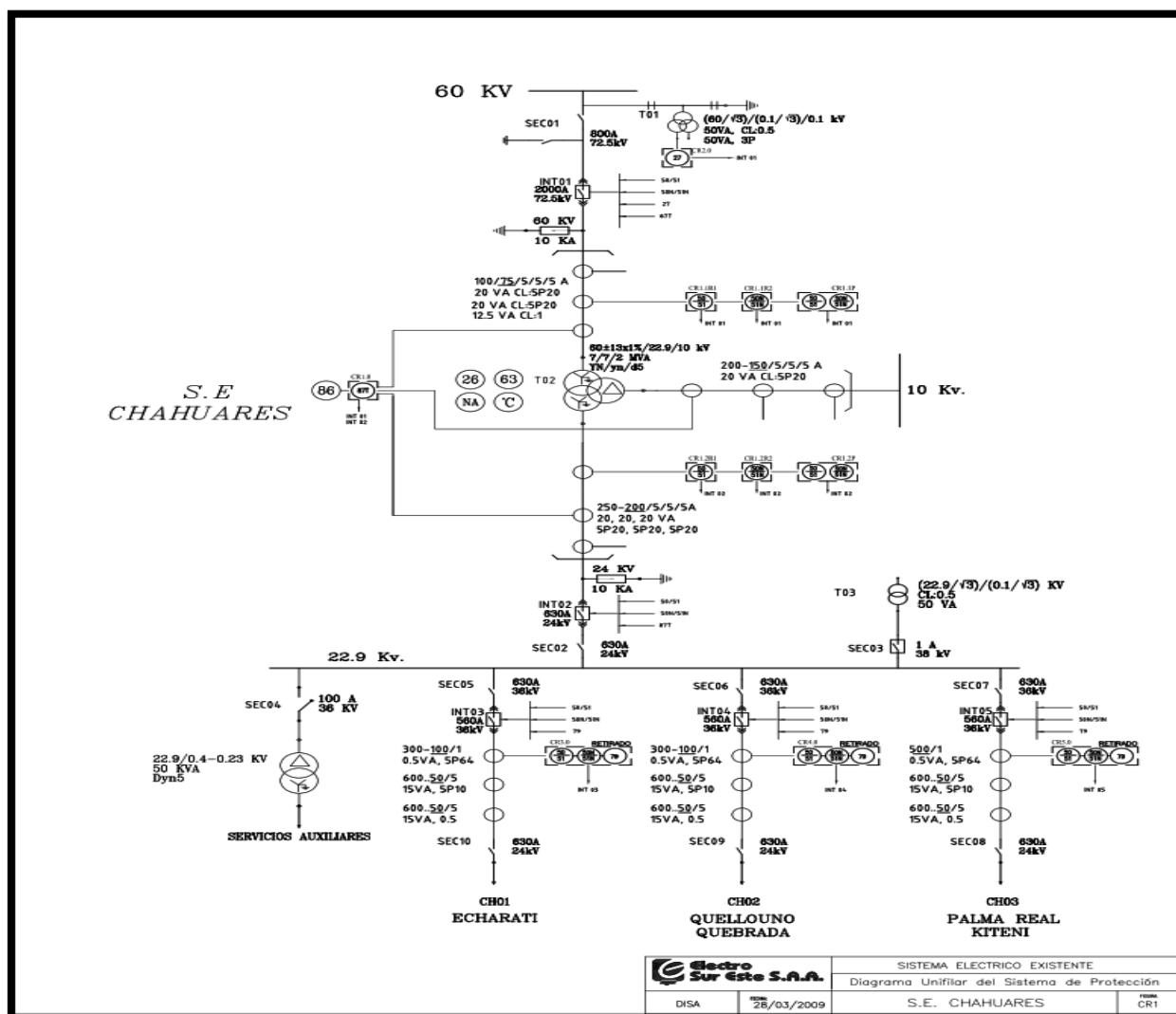
3.2. Subestación Eléctrica De Chahuares

La Subestación de Chahuares actualmente forma fracción del SEIN (Sistema Eléctrico Interconectado Nacional), el acceso es por la vía asfaltada Cusco-Quillabamba-

Chahuares con 250 Km de recorrido. Las coordenadas UTM que corresponden a la SE de Chahuares es: WGS 84 (18L 768492.1, 8600156.6, 1015 m.s.n.m.), la cual tiene un nivel de tensión de 60/22.9/10 kV (22.9 kV), la subestación dispone de cuatro salidas para Alimentadores primarios CH01, CH02 y CH03 tal como se pueden observar en las Figuras 13 y 14., estos Alimentadores aprovechan tanto a las zonas adyacentes y zonas rurales.

Figura 13

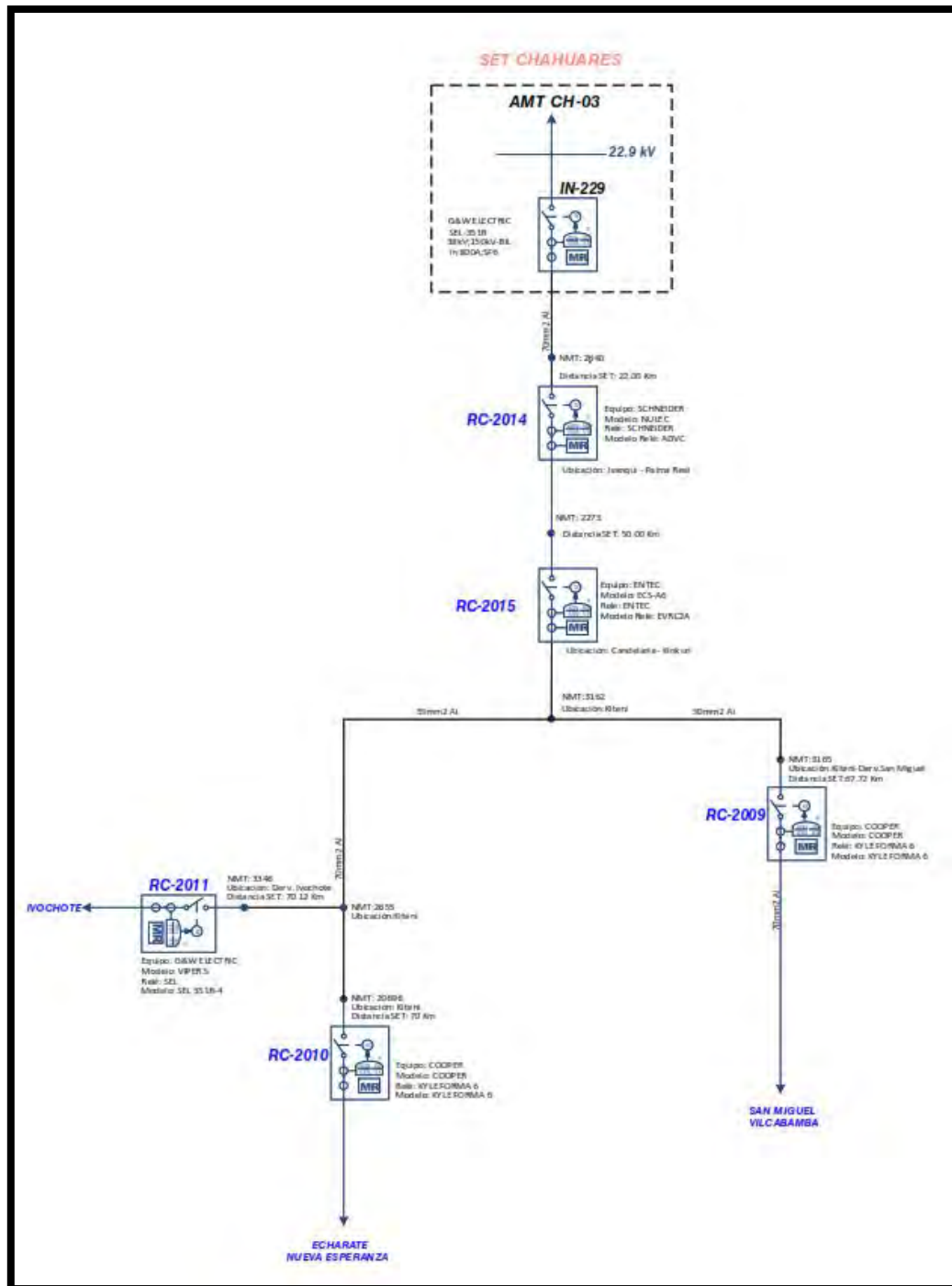
Alimentador MT CH03 En La Subestación Eléctrica Sector De Chahuares



Nota: Centro de control ELSE

Figura 14

Configuración Del Alimentador MT CH03 En La Subestación Eléctrica Chahuares.



Nota: Centro de control ELSE

3.3. Red De 22.9 Kv, Alimentador de MT Ch03

En función de las circunstancias necesarias para el funcionamiento, el montaje y el mantenimiento, se utilizan diversos tipos de conductores, que deben garantizar un buen paso de la energía a través del sistema eléctrico. La línea en el nivel de 22.9 kV, en todo su recorrido es aérea, con conductores de aluminio (AAAC), y en algunos tramos es de cobre desnudo (Cu).

El Alimentador de MT CH03 presenta una disposición radial, una red trifásica. La principal, también conocida como troncal, atraviesa las localidades hacia los sectores de Sahuayaco - Echarate, la segunda abarca los sectores de Quellouno - Quebrada - Colca y la tercera abarca los sectores de Palma Real - Kiteni - Kepashiato - comunidad autóctona Chima, todas áreas completamente rurales con una longitud de 170 km aproximadamente. También existen sus 40 derivaciones, las cuales son redes trifásicas con una extensión total cercana a 170 km, monofásicas con una extensión total cercana a 146 km y en algunos casos bifásicas con una extensión total cercana a 4.8 km.

Tabla 5

Datos Técnicos Del Alimentador

Tipo de línea	: Radial con tendido aéreo
Cantidad de fases	: Trifásico
Tipo de conexión	: Estrella tipo “Y – multi aterrado”
Nivel de tensión F-F	: Fase – Fase en 22.9 KV
Nivel de tensión F-T	: Fase – Tierra en 10 KV
Extension	: 1062.00 Km Aprox.
Altitud mínima	: 800.00 m.s.n.m.
Altitud máxima	: 4200.00 m.s.n.m.
Cantidad de subestaciones	: 673
Tipo de conductor	: Aleación de Aluminio tipo AAAC

Sección del conductor	: Entre 70, 50, 35 y 25 mm²
Soportes	: Postes de C°A°C° 12/200 y 12/300
Crucetas	: Crucetas de F°G° y de madera tratada
Aislamiento	: Aisladores Rpp 25 y de porcelana tipo PIN y suspensión
Sistemas de protección	: Constan de un relé de reconexión y Fusibles con porta fusibles tipo Cut – Out

Nota: Elaboración propia

3.4. S.E. Sector de Chahuares: Es el Punto Donde Inicia la Red De 22.9 Kv

Troncal Alimentador MT CH03 Sector de Chahuares-Chincheros: Es la red troncal del Alimentador de MT CH03 Sector de Chahuares-Cusco con un aproximado de 165 km de extensión.

Derv. 01 - Yuveni: Es la derivación hacia el distrito de Yuveni, es una red monofásica con una extensión aproximada de 39.8 km.

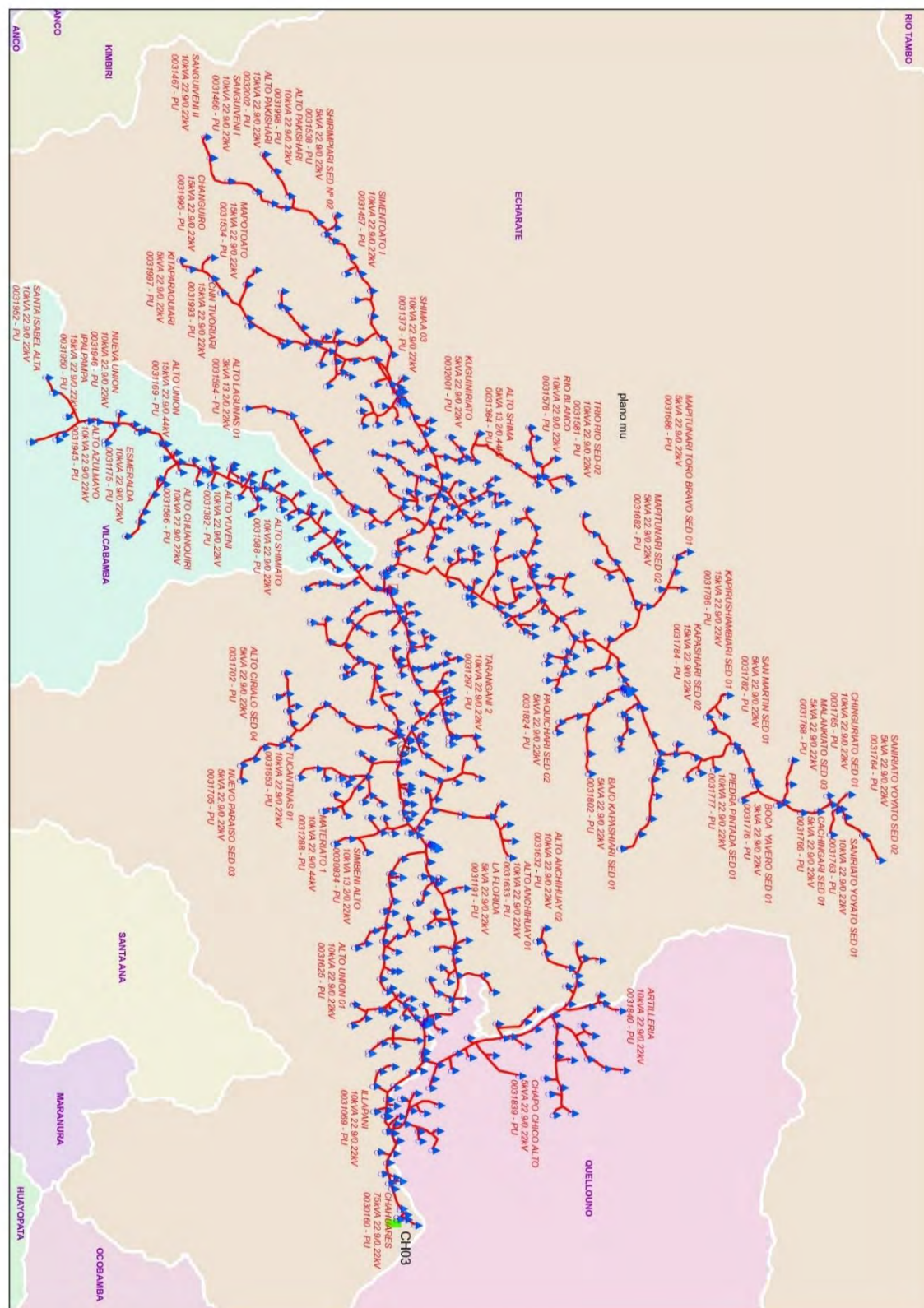
Derv. 02 - Korimani: Es la derivación hacia el distrito de Korimani, es una red monofásica, con una extensión aproximada de 52.5 km.

Derv. 03 - Kepashiato: Es la derivación hacia el distrito de Kepashiato, es una red monofásica, con una extensión aproximada de 13.5 km.

Derv. 04 Chirumpiari: Es la derivación hacia el distrito de Chirumpiari, es una red monofásica, con una extensión aproximada de 54.5 km.

Figura 15

Sistema De Alimentación Chahuares CH03 y derivaciones



Nota: Centro de control ELSE

3.5. Condiciones Actuales de Operación

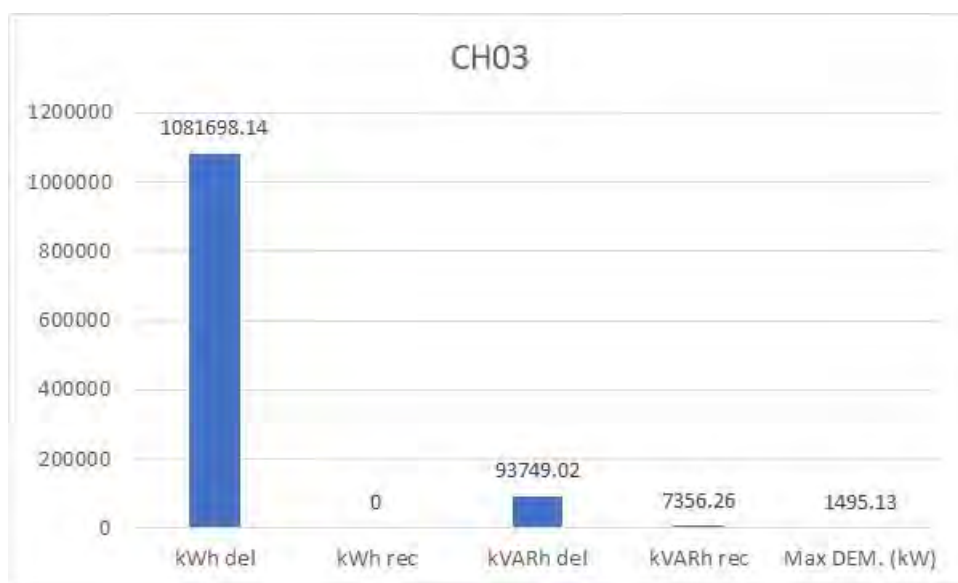
Utilizamos el programa DlgSILENT PowerFactory 15.1 para realizar flujos de carga con el fin de analizar la cargabilidad de las líneas, la cargabilidad de los transformadores y los niveles de tensión en los puntos más alejados de la subestación. Para ello, es necesario obtener el consumo de potencia por transformador de distribución y la demanda máxima medida en cabecera del Alimentador obtenida de los contadores instalados en la subestación.

3.6. Flujo de Carga Del Alimentador MT Ch03

Es necesario conocer la potencia que transita en los puntos más principales de la red desde la S.E. Sector de Chahuares, derivaciones y puntos intermedios; por tanto, se realiza la simulación de las escenas de flujo de carga de la red de 22.9 kV en el programa DlgSILENT PowerFactory 15.1. en el escenario de Máxima Demanda como se muestra en la Figura 16.

Figura 16

Demanda Actual Del Alimentador De MT CH03



Fuente: Elaborado en base a los datos brindados por ELSE.

3.7. Demanda Actual Del Alimentador De MT Ch03

Los antecedentes de demanda máxima como los antecedentes de pérdidas en conductores y transformadores fueron proveídos por la empresa concesionaria ELSE, como se indica en la Tabla 6.

Tabla 6

Demanda Actual Del Alimentador De MT CH03

ALIMENTADOR	kWh del	kWh rec	kVARh del	kVARh rec	Max DEM. (kW)
CH03	1081698.14	0	93749.02	7356.26	1495.13

Fuente: Elaborado en base a los datos brindados por ELSE.

Donde:

kWh del	Energía activa entregada
kWh rec	Energía activa recibida
kVARh del	Energía reactiva entregada
kVARh rec	Energía reactiva recibida
kW tot mean	Potencia promedio

3.8. Pérdidas en el Alimentador De MT Ch03

La energía calorífica generada por la corriente eléctrica (efecto Joule) al circular por los conductores y transformadores, que está directamente correlacionada con la resistencia y el cuadrado de la corriente, es la principal causa de pérdidas en los alimentadores primarios.

La Tabla 7 presentan Las pérdidas de cobre y las pérdidas en vacío constituyen las pérdidas en conductores y transformadores.

Tabla 7

Pérdidas En El Alimentador

PERDIDAS EN EL SISTEMA DE CH03	
PERDIDAS EN LOS CONDUCTORES	PERDIDAS EN LOS TRANSFORMADORES
1532.659 Kw	57.65925 kW

Nota: Elaborado en base a los datos brindados por ELSE

3.9. Información de Transformadores de Distribución

Transformadores trifásicos y monofásicos con relaciones de transformación de 380/220 para trifásicos y 440/220 para bifásicos y monofásicos componen las subestaciones de distribución instaladas en la línea de MT CH03. Para la distribución de baja potencia, cada uno de estos transformadores dispone de una fase neutra. Debido al crecimiento de las redes de electrificación rural, algunas de estas subestaciones son nuevas, mientras que muchas se encuentran en condiciones normales de funcionamiento.

La carga total instalada en el Alimentador de MT CH03 es de 10,695.0 kVA proporcionada a 673 transformadores. El detalle de los transformadores del Alimentador de MT CH03 se presenta en la Tabla 8

Tabla 8

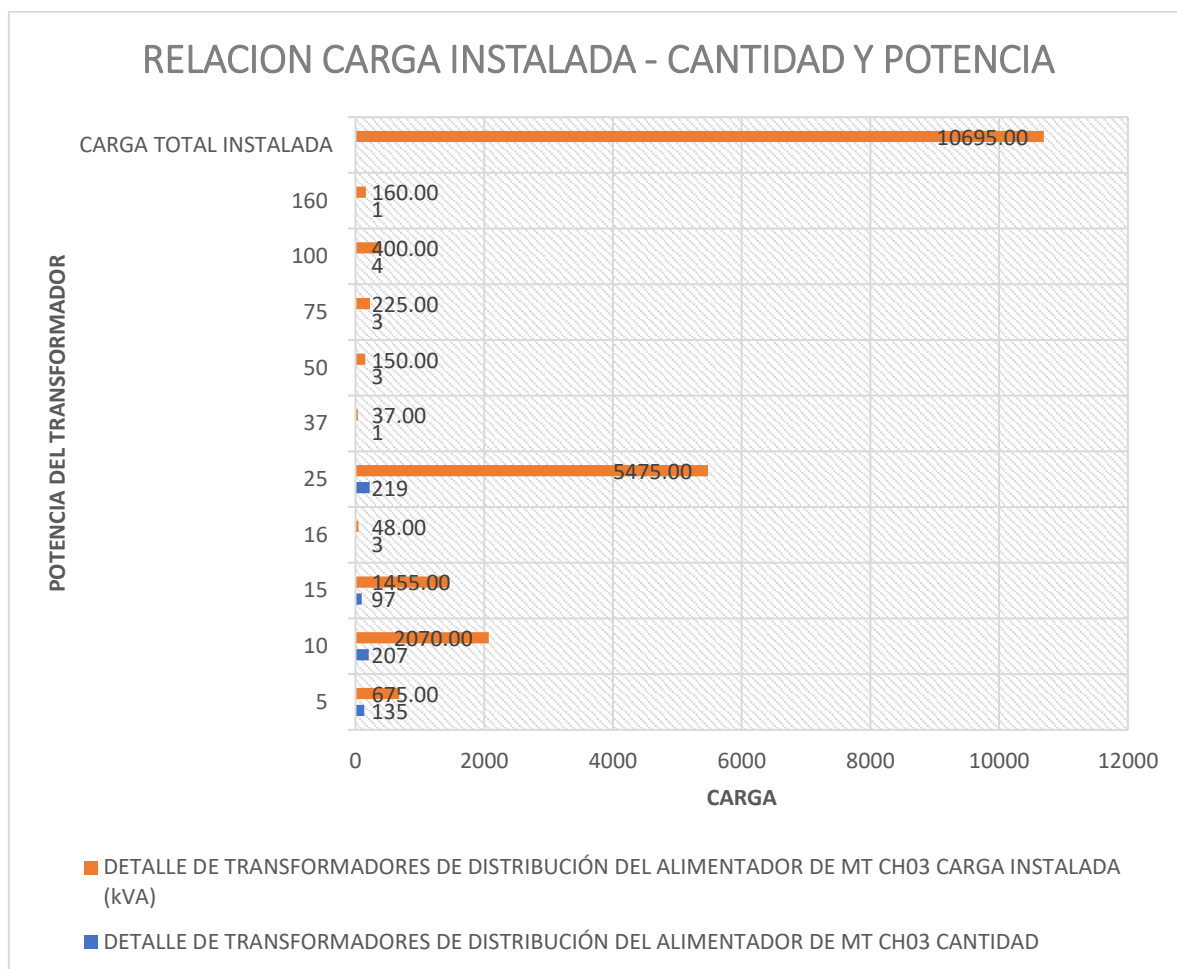
Transformadores De Distribución

DETALLE DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DEL ALIMENTADOR DE MT CH03		
POTENCIA DEL TRANSFORMADOR	CANTIDAD	CARGA INSTALADA (kVA)
5 kVA	135	675.00
10 kVA	207	2070.00
15 kVA	97	1455.00
16 kVA	3	48.00
25 kVA	219	5475.00
37 kVA	1	37.00
50 kVA	3	150.00
75 kVA	3	225.00
100 kVA	4	400.00
160 kVA	1	160.00
CARGA TOTAL INSTALADA		10695.00

Nota: Elaborado en base a los datos brindados por ELSE

Figura 17

Transformadores De Distribución Del Alimentador De MT CH03



Nota: Elaborado en base a los datos brindados por ELSE

3.10. Mantenimiento Actual

Actualmente, el mantenimiento del Alimentador de MT CH03 está a cargo de la concesionaria Electro Sur Este S.A.A., quien contrata a una empresa de servicios eléctricos. A los efectos de este estudio, se constató que esta empresa asigna un único operador para supervisar todo el alimentador, lo que provoca que el operador demore mucho tiempo en identificar las fallas del sistema. Como resultado, las averías del sistema durante el periodo de estudio son prolongadas, lo que tiene un impacto significativo en el acceso de los usuarios finales a la energía.

3.11. Situación Actual del Sistema de Protecciones

Los seccionadores fusibles en el tronco de la Línea de MT CH03, que impiden su coordinación con otros elementos y dispositivos de protección, y los seccionadores fusibles instalados en las derivaciones monofásicas, que están colocados muy cerca unos de otros y reducen la selectividad en caso de defecto, forman parte de los distintos componentes que componen el sistema de protección de la Línea de MT CH03.

También existe un recloser de marca G&W Electric IN-215 que a su vez es controlado por un Relé SEL-351R que se encuentra en la salida del Alimentador (Subestación Sector de Chahuares), se aplica para proteger a la red troncal. Los ajustes actuales de protección del recloser y el relé se manifiestan en la Tabla 9

Tabla 9

Situación Actual Del Sistema De Protecciones

ALIMENTADO R MT CH- 03	RC-2014 IVANQUI	RC-2009 DERV SAN MIGUEL	RC-2010 DERV KEPASHIAT O	RC-2011 DERV IVOCHOT E	Obervación
SEL 351R	SCH NULEC	COOPER	COOPER	SEL 351R-4	
500/1	1000/1	-	-	500/1	
100	50	20	30	25	RC-2010 COOPER CON TABLERO DE CONTROL DESMONTAD O
C2	VI	VI	VI	C2	
0.05	0.05	0.1	0.1	0.05	
800	600	160	300	180	
0.01	0.02	0.01	0.01	0.01	
20	15	7	12	7	CONFIRMAR AJUSTES DE LA BARRA DE 22.9KV - 50N/51N
C2	VI	VI	VI	C2	
0.1	0.06	0.1	0.1	0.05	
200	150	80	100	80	
0.01	0.02	0.01	0.01	0.01	

Nota: Centro de control ELSE

Tabla 10*Ajustes Establecidos Para El Relé SEL311C*

Ajustes	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4
Dirección	Forward	Forward	Forward	Reverse
ZP (Ω)	13.88	19.50	23.20	1.60
ZMG (Ω)	-	-	-	-
XG (Ω)	13.88	19.50	23.20	1.36
RG (Ω)	60.00	60.00	60.00	60.00
Tan	-	-	-	-
ZPD	0 ciclos (0.00 s)	27 ciclos (0.45 s)	60 ciclos (1.00 s)	108 ciclos (1.80 s)
ZGD	0 ciclos (0.00 s)	27 ciclos (0.45 s)	60 ciclos (1.00 s)	108 ciclos (1.80 s)

Nota: Centro de control ELSE**Tabla 11***Ajustes Establecidos Para El Relé EPAC3000*

Ajustes	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 1X	Zona de Reversa Z5
Dirección	Forward	Forward	Forward	Forward	Forward	Reverse
Z (Ω)	13.88	19.50	23.20	23.20	-	1.60
RP(Ω)	60.00	60.00	60.00	60.00	-	60.00
RE (Ω)	60.00				-	
T (s)	0.00	0.45	1.00	1.00	-	1.80

Nota: Centro de control ELSE**3.12. Protección del Alimentador De MT Ch03**

La protección de la red en 22.9 kV es en base a fusibles, en ese sentido los fusibles son la única protección a la red troncal de las fallas que ocurren en las derivaciones y tramos medios de estas. Son también, la única protección de los transformadores en las subestaciones de distribución (SED).

3.13. Cortes en el Suministro y Estadística de Fallas del Alimentador MT Ch03

Inscritas por el Centro de Control Else

El estudio y estadística de fallas registradas es desde el mes de enero del 2021 hasta el mes agosto del 2021, periodo en el cual se presentaron 100 cortes de suministro de energía como se muestra en el anexo 01, donde se presentaron las subsiguientes estadísticas como se ejemplifica en la tabla 12.

Tabla 12

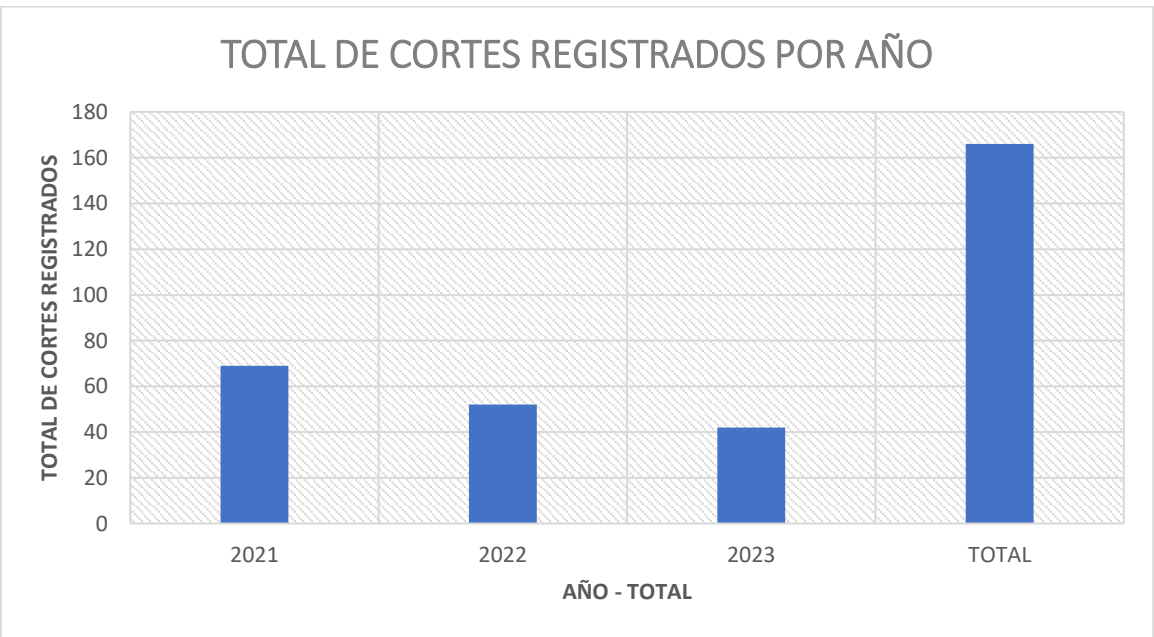
Total, De Cortes Registrados Por Año

TOTAL, DE CORTES REGISTRADOS POR AÑO		
AÑO	TOTAL, DE CORTES REGISTRADOS	TIPOS DE INTERRUPCIONES
2021	69	PROPIAS
2022	52	PROPIAS
2023	45	PROPIAS
TOTAL	166	

Nota: Centro de control ELSE

Figura 18

Cantidad De Cortes Registrados En El Periodo De Estudio



Nota: Centro de control ELSE

A continuación, mostraré en la Tabla 13. las interrupciones que se fueron dando a lo largo de los meses en que se realizó el estudio.

Tabla 13

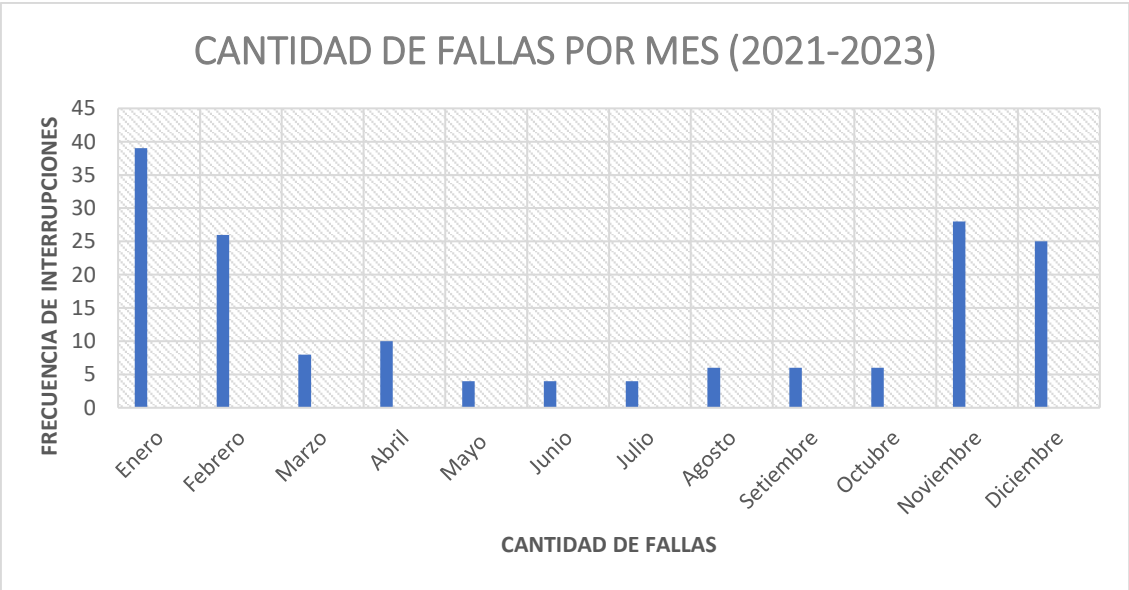
Fallas Registradas Cada Mes En El Sector Que Alimenta CH03 POR AÑO

FALLAS POR CADA MES DEL AÑO				
MESES	AÑO			CANTIDAD DE FALLAS
	2021	2022	2023	
ENERO	17	12	10	39 / Propias
FEBRERO	11	7	8	26 / Propias
MARZO	3	3	2	8 / Propias
ABRIL	5	5	-	10 / Propias
MAYO	1	3	-	4 / Propias
JUNIO	2	2	-	4 / Propias
JULIO	4	-	-	4 / Propias
AGOSTO	3	-	3	6 / Propias
SETIEMBRE	2	2	2	6 / Propias
OCTUBRE	3	-	3	6 / Propias
NOVIEMBRE	10	9	9	28 / Propias
DICIEMBRE	8	9	8	25 / Propias
TOTAL				166

Nota: Centro de control ELSE

Figura 19

Cantidad De Fallas Por Cada Mes De Los Años De Estudio



Nota: Centro de control ELSE

De la Tabla 13. y la Figura 18. se puede apreciar en que meses del año se ocasionaron la mayor cantidad de fallas totales, es así que se puede afirmar que estas se presentaron en los meses de diciembre, enero, noviembre y diciembre, que coinciden con los meses de mayor incidencia de lluvias.

3.4.1. FRECUENCIA DE INTERRUPCIONES SEGÚN EL CORTE DEL SERVICIO ELÉCTRICO DURANTE EL TIEMPO DEL ESTUDIO

A continuación, mostraré en la Tabla 14. el tipo y frecuencia de fallas en el Alimentador CH03 Sector de Chahuares durante el tiempo de estudio desde enero del 2014 hasta agosto del 2016.

Tabla 14

Cortes De Energía Eléctrica En Al Alimentador CH03 (2022-2023)

TIPO DE CORTE	DESCRIPCIÓN	FRECUENCIA
PROGRAMADO	Por expansión o reforzamiento	23
	Por mantenimiento	21
NO PROGRAMADO	Por falla en sistema	58
	Por fenómenos naturales	53
	Por acción de terceros	6
	Por falla en operación	5
TOTAL		166

Nota: Centro de control ELSE

TIPO DE CORTE DESCRIPCIÓN FRECUENCIA

Fuente: Centro de control ELSE (Anexo N° 01)

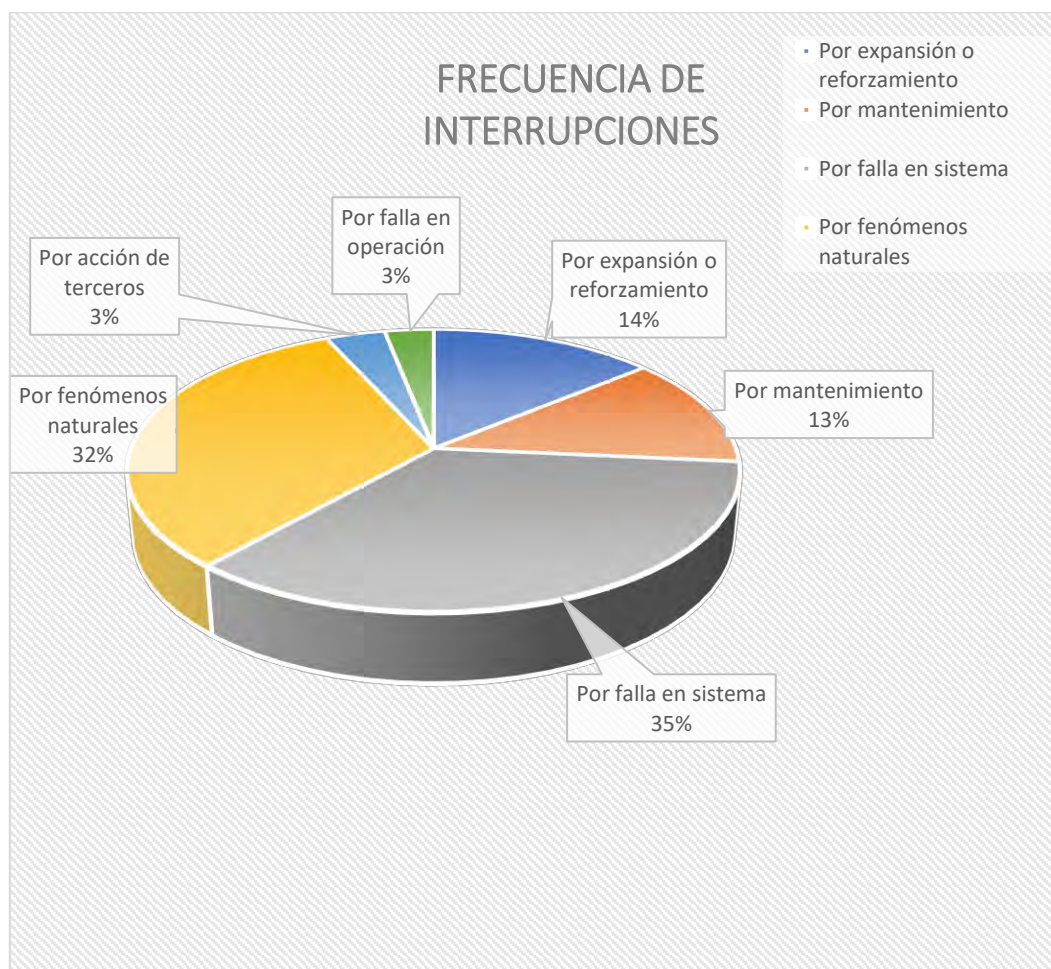
FRECUENCIA DE INTERRUPCIONES

CANTIDAD DE FALLAS

De la Tabla 14. podemos analizar los distintos tipos de cortes, que fueron registrados por el centro de control de ELSE en el Alimentador de MT CH03 y de la Figura 20. se puede visualizar que la que tiene mayor frecuencia es por fenómenos naturales con un 32% y otra es por fallas en el sistema con un 35%, por consiguiente, realizare una estadística de estos.

Figura 20

Porcentaje De La Frecuencia De Interrupciones Según El Corte Del Servicio Eléctrico Durante El Tiempo Del Estudio



Nota: Elaborado en base a los datos del GIS–ELSE

3.14. Cortes Por Expansión O Reforzamiento

Este tipo de interrupciones son planificadas por la empresa concesionaria; se producen cuando la concesionaria corta la energía para activar nuevas instalaciones, como refuerzos o ampliaciones de segmentos de alimentación, en la Tabla 15 se puntualizan por año los cortes de suministro por expansión o reforzamiento.

Tabla 15*Cortes Por Expansión O Reforzamiento En Sector De Chahuares*

CORTES POR EXPANSION O REFORZAMIENTO	
AÑO	CANTIDAD
2021	5
2022	7
2023	11
TOTAL	23

Nota: Centro de control ELSE**3.15. Cortes Por Mantenimiento**

Este tipo de cortes también son planificados por la concesionaria, que los utiliza para realizar reparaciones en algún tramo de línea, estructura, subestación o sistemas de protección, en la Tabla 16 se puntualizan la frecuencia de este tipo de cortes.

Tabla 16*Cortes Por Mantenimiento En Sector De Chahuares*

CORTES POR MANTENIMIENTO	
AÑO	CANTIDAD
2021	7
2022	6
2023	8
TOTAL	21

Nota: Centro de control ELSE**3.16. Cortes por Fallas en el Sistema**

Estas interrupciones se derivan de averías en los alimentadores, que pueden ser provocadas por animales o vegetación que entran en contacto con el alimentador, o pueden ser el resultado del mal funcionamiento de un componente del sistema eléctrico. Normalmente, estas averías son homopolares porque se producen cuando una fase de un sistema trifásico entra en contacto con el suelo, en la Tabla 17 se detallan la cantidad de este tipo de interrupciones en los años de estudio.

Tabla 17*Cortes Por Fallas En El Sistema En Sector De Chahuares*

CORTES POR FALLAS EN EL SISTEMA	
AÑO	CANTIDAD
2021	21
2022	18
2023	19
TOTAL	58

Nota: Centro de control ELSE**3.17. Cortes Por Fallas A Causa De Fenómenos Naturales**

Los fenómenos naturales que pueden dañar la infraestructura del alimentador e inutilizarla, como rayos, vientos fuertes, lluvias torrenciales, corrimientos de tierras y terremotos, son la causa de este tipo de interrupciones, en la Tabla 18 se puntualiza la presencia de este tipo de fallas.

Tabla 18*Cortes Por Fenómenos Naturales En El Departamento De Sector De Chahuares*

CORTES POR FENOMENOS NATURALES	
AÑO	CANTIDAD
2021	18
2022	15
2023	20
TOTAL	53

Nota: Centro de control ELSE**3.18. Cortes por Acción de Terceros**

Estas interrupciones se producen por una intervención externa en el funcionamiento del alimentador que interrumpe el suministro eléctrico regular del alimentador por cualquier motivo. Ejemplos de estas intervenciones son el robo de

material y la tala de árboles que bloquean los conductores del alimentador, en la Tabla 19 se puntualiza la presencia de este tipo de fallas.

Tabla 19

Cortes Por Acción De Tercero En El Departamento De Sector De Chahuares

CORTES POR ACCION DE TERCEROS	
AÑO	CANTIDAD
2021	4
2022	1
2023	1
TOTAL	6

Nota: Centro de control ELSE

3.19. Cortes por Fallas en la Operación del Sistema

Estas perturbaciones suelen ser fallos homopolares derivados de una manipulación incorrecta de los elementos del sistema, que corta el suministro de energía eléctrica, en la Tabla 20 se detallan la presencia de este tipo de fallas.

Tabla 20

Cortes Por Fallas En El Sistema En El Departamento De Sector De Chahuares

CORTES POR FALLA DE OPERACIÓN	
AÑO	CANTIDAD
2021	3
2022	2
2023	-
TOTAL	5

Nota: Centro de control ELSE

3.20. Tipos de Fallas en el Alimentador de MT CH03

Este ítem muestra los diversos tipos de falla que ocurrirán en el Alimentador de MT CH03 entre 2021 y 2023. Se observa que las faltas homopolares, que incluyen faltas trifásicas, monofásicas y bifásicas, son los tipos de falla más comunes, tal como se detalla en la Tabla 21

Tabla 21

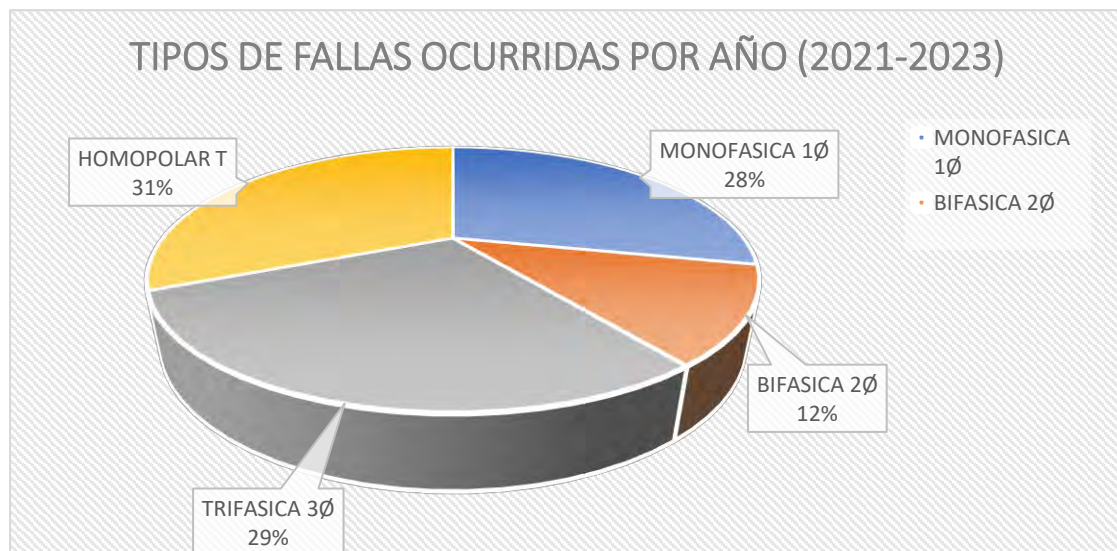
Tipos De Fallas Ocurridas En El Año En El Alimentador CH03

TIPOS DE FALLAS OCURRIDAS POR AÑO				
AÑO	TRIFASICA - 3Ø	MONOFASICA - 1Ø	BIFASICA - 2Ø	HOMOPOLAR - T
2021	16	18	6	21
2022	15	15	10	15
2023	17	14	3	16
TOTAL	48	47	19	52

Nota: Centro de control ELSE

Figura 21

Relaciones De Los Tipos De Fallas Acontecidas En El Alimentador De CH03

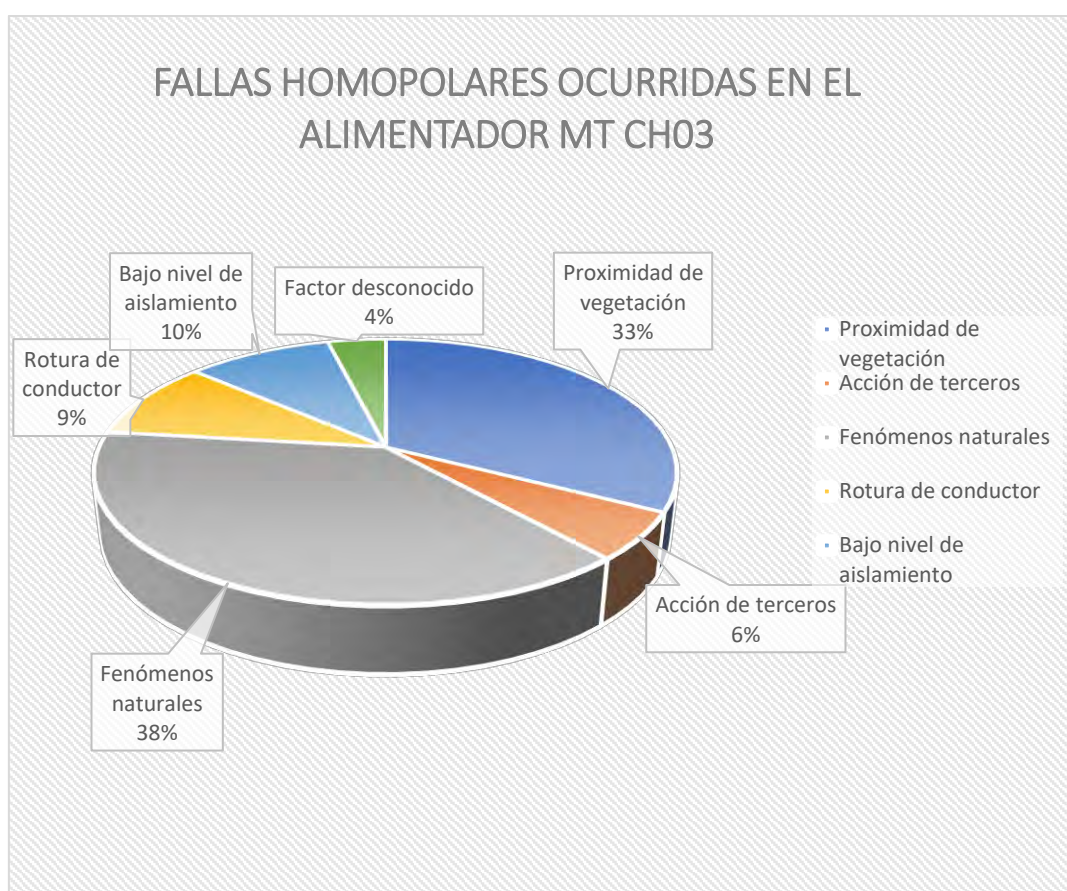


Nota: Centro de control ELSE

De la Figura 20 se puede verificar que el de mayor incidencia son las fallas homopolares con un 31%, ahora analizaremos estas fallas, tal como se muestran en la Tabla 22.

Tabla 22*Fallas Homopolares Ocurridas En El Año Alimentador CH03*

FALLAS HOMOPOLARES OCURRIDAS EN EL ALIMENTADOR MT CH03				
DESCRIPCION	AÑO			TOTAL
	2021	2022	2023	
Inmediación de vegetación	6	4	7	17
Acción de terceros	1	-	2	3
Fenómenos naturales	5	7	8	20
Rompimiento de conductor	4	1	-	5
Bajo nivel de aislamiento	3	2	-	5
Factor desconocido	1	-	1	2

Nota: Centro de control ELSE**Figura 22***Porcentajes De Las Fallas Homopolares Ocurridas En El Alimentador De MT CH03**Nota:* Centro de control ELSE

La figura previa muestra que las fallas más comunes son resultado de fenómenos naturales, con un 38% de las fallas homopolares registradas por el centro de control de ELSE. Por otro lado, otros tipos de fallas, con un 33% y un 10%, se atribuyen a la cercanía de vegetación y a un nivel de aislamiento bajo respectivamente. Esto genera la mayor cantidad de fallas registradas y corta el abastecimiento de energía a la mayoría de los usuarios finales.

Parámetro	Información primaria (medida/SCADA)	Información secundaria (planos/reports previos)	Datos simulados (ETAP/DIGSILENT)	Observación / Evidencia del problema
Corriente de cortocircuito trifásica en cabecera	7,8 kA	8,5 kA (valor teórico del estudio anterior)	7,6 kA	Diferencia entre secundario y real → ajustes de relé de cabecera sobredimensionados.
Corriente de falla monofásica a tierra en extremo	0,95 kA	1,2 kA	0,90 kA	El relé no detecta fallas de baja magnitud → problema de sensibilidad.
Tiempo de despeje de relé de cabecera (51)	0,45 s (registrado en evento)	0,35 s (ajuste en plano original)	0,47 s	Falta de actualización de ajustes → provoca traslapes con recloser intermedio.
Operación de recloser (punto medio)	3 intentos de recierre (SCADA)	2 intentos programados según manual	3 intentos simulados → sin coordinación con fusibles	El fusible opera antes de que el recloser concluya su secuencia → interrupciones innecesarias.

Indicador	1,8	1,3 (valor	1,9	Mayor frecuencia
SAIFI (12		esperado		de interrupciones
meses)		según estudio		→ evidencia falta
		anterior)		de selectividad.
Indicador	3,5 h/año	2,8 h/año	3,6 h/año	Continuidad
SAIDI (12		(objetivo)		afectada por
meses)				tiempos
				prolongados de
				restablecimiento.

CAPITULO IV: SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA DE SOLUCIÓN PARA MEJORAR LA RESPUESTA DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN DEL ALIMENTADOR CH03

Introducción

En el actual capítulo se desarrollará el segundo objetivo específico, planteado en el capítulo I del presente trabajo, el cual reside en “Analizar las alternativas de solución que permitan brindar una mejor respuesta del sistema de protección ante fallas del ALIMENTADOR CH03”, por lo cual, se realizará un análisis de las posibles alternativas que se pueden considerar teniendo presente para la selección el aspecto técnico - económico.

Para desarrollar el presente capítulo, se deberá de analizar las variables independientes, las cuales son las causantes del problema, planteando si es posible suprimirlas o mejorarlas, y se determinarán las posibilidades, ventajas y desventajas de tal manera que las variables dependientes puedan ser mejoradas.

El presente capítulo, tendrá como colofón la discriminación de la alternativa y la transcendencia de la misma, la alternativa seleccionada se desarrollará ampliamente en el siguiente capítulo.

4.1. Verificación de las Variables

En el capítulo I del presente trabajo se identificaron como variables independientes a: “Fallas en el ALIMENTADOR CH03” y “Ajuste de equipos de protección”, estas variables son las causas principales del problema de estudio, originando una inadecuada coordinación de protección del sistema de protección, por lo cual, se tiene como consecuencias la mala operación del sistema, y la deficiente calidad del suministro de energía eléctrica; por ende estas son dos de las variables dependientes

de estudio que se pretenden mejorar, para lo cual se analizara en el presente capitulo la mejor alternativa.

4.2. Identificación de las Causas de las Interrupciones

Con la información recabada de la concesionaria, se lograron identificar 6 causas de interrupciones en el ALIMENTADOR CH03, las cuales son: Fenómenos naturales 32%, Acción de terceros 3%, Falla de operación 3%, Expansión y reforzamiento 14%, Mantenimiento 13% y Falla del sistema 35%.

Las fallas de origen natural (Descargas atmosféricas), son el tipo de fallas que siempre se presentaran de manera recurrente, debido a que por la naturaleza de la red esta estará expuesta en todo su recorrido, por lo cual, es inevitable la presencia de este tipo de fallas, por lo cual, la solución más acertada a este tipo de causa de fallas serie el recierre del tramo afectado, ya que el tipo de fallas de carácter atmosférico son de carácter transitorio, también puede considerarse la opción de considerar la instalación de pararrayos para mejorar la protección del alimentador, esto quizás en los tramos donde se presenten este tipo de fenómenos con mayor recurrencia, pero esta última sería una solución bastante onerosa.

Las fallas que se exteriorizan en los equipos de protección son frecuentemente por el desgaste de los mismos (tiempo de vida útil del equipo), falta de mantenimiento, equipos con poca o nula garantía, malas prácticas de instalación de los mismos, etc., La manera más efectiva de minimizar este tipo de fallas, consisten en la transformación y ejecución de un método de mantenimiento preventivo y correctivo, realizados de manera periódica en toda la red, y aunque por lo extenso del recorrido de la red se puede tornar inviable, deberán de priorizarse los tramos donde las fallas son más recurrentes.

Las fallas que se presentan por operación, generalmente son fallas de carácter técnicas, originadas por malas maniobras del personal técnico, que puede ir desde formar

un arco eléctrico al realizar un mala conexión o desconexión, intentar restablecer el servicio en un tramo de la red con falla permanente, hasta provocar la actuación de un equipo de protección aguas arriba del tramo de trabajo, este tipo de fallas se pueden minimizar y hasta reducir a cero, capacitando adecuadamente a personal técnico, tanto en las actividades de campo como en la coordinación y comunicación adecuada durante la realización de las mismas.

Las fallas que se originan por acción de terceros, están entre las menos frecuentes, pero suelen ser de carácter permanente y no hay certeza en que este tipo de fallas no ocurrirán, por lo cual la mejor manera de mitigar este tipo de fallas es identificando las zonas donde se presentan con más recurrencia, de tal manera que la atención a la falla sea de manera inmediata y a su vez se deberá de mejorar la selectividad de los dispositivos de protección en las zonas identificadas.

Por todo lo descrito líneas arriba, se puede inferir en que las fallas de ALIMENTADOR CH03 son inevitables, ya que la línea siempre estará expuesta a cualquiera de las 6 causas identificadas en todo su recorrido y mientras este en operación.

4.3. Ajuste de Equipos de Protección

Las fallas de carácter transitorio son generalmente producidas por el contacto entre líneas producidas por la acción del viento, ramas de árboles que hacen contacto con líneas, descargas atmosféricas, aves en pleno vuelo que hacen contacto con las líneas, etc.

En el capítulo III se vieron los tipos de fallas que afectan a la línea y así mismo se identificaron las deficiencias del sistema de protección del ALIMENTADOR CH03, se hizo notorio que los equipos de protección quedaron sub dimensionados debido al crecimiento de la demanda, también se considera necesaria la instalación de un recloser a la salida del alimentador, es necesario mejorar la respuesta de los equipos de protección

para hacer frente a las fallas del tipo transitorias, es necesario mejorar las fronteras de coordinación entre el relé-recloser y recloser-fusibles.

4.4. Alternativas de Solución Para el Alimentador CH03

A continuación, se plantearán dos alternativas de solución, las cuales pretenden solucionar las fallas recurrentes en el ALIMENTADOR CH03, para lo cual se tendrán en cuenta las consideraciones técnico – económicas adecuadas.

4.4.1. Alternativa 01: Reajuste de la Coordinación de los Sistemas de Protección

Como primera alternativa se plantea el reajuste del sistema de coordinación de protección de los equipos actuales, el cual está compuesto por el relé de protección y recloser (ambos a la salida del de ALIMENTADOR CH03), y los fusibles que se encuentran en las derivaciones con más incidencias de fallas.

4.4.1.1. Aspectos a Tener en Cuenta.

El estudio de coordinación de protecciones debe ser analizado a la luz del estado actual del ALIMENTADOR CH03, así como de las características y especificaciones de los equipos de protección, tales como relés, reconectadores y fusibles, cuyos datos fueron obtenidos de la concesionaria de energía Electro Sur Este S.A.A.

Se convendrán de tener en cuenta los subsiguientes aspectos:

- Habilitar el cierre en los recloser para las funciones de sobrecorriente a 50N; solo funciona el recloser de 51N.
- Reestablecer de manera adecuada el número de operaciones y tiempo muerto de los recierres en coordinación con el recloser principal (SEL 351R).
- Mejorar el umbral de disparo para las funciones de 50N y 51N, en función a las corrientes de falla del ATM CH03.

- Especificar y establecer de manera adecuada el dimensionamiento de los fusibles las derivaciones, de modo que se evite tanto el subdimensionamiento como el sobredimensionamiento de los mismos.

4.4.1.2. Ventajas de la Alternativa 01.

Las ventajas que se obtienen al plantear la alternativa 01 son:

- La coordinación de protección se realizará sobre las redes y equipos actualmente instalados.
- Se habilitará cierres del recloser principal (SEL 315R) coordinados con los fusibles de las derivaciones.
- No se haría inversión económica en la adquisición de los dispositivos de protección, ya que actualmente tanto las redes como los equipos de protección se localizan en estado operativo según la información proporcionada por la concesionaria.
- La actividad principal a realizar sería la configuración de relé principal, recloser y cambio de fusibles en las derivaciones donde se haya encontrado deficiencias, según el estudio de protección realizado.

4.4.1.3. Desventajas de la Alternativa 01.

Las desventajas que se obtienen al plantear la alternativa 01 son:

- Es preciso contar con personal apto adecuadamente, para los trabajos de configuración y ajuste de relé en cada punto de derivación, así también en el recloser principal (SEL 315R).

- Esta alternativa no considera la incorporación de nuevos equipos de protección, solo contempla la adecuación y mejoramiento del sistema de protección en las circunstancias actuales de operación.
- Las fallas transitorias en las derivaciones del ALIMENTADOR CH03, deberán seguir siendo aisladas por la acción de los sistemas de protección (fusibles).
- El número de actuaciones de los fusibles seguirá siendo el mismo, no se ha considerado mejora alguna al respecto.
- Ante fallas permanentes originadas por descargas atmosféricas, esta alternativa permitirá que se puedan realizar desconexiones y cierres constantes.

4.4.2. Alternativa 02: Incorporación de Equipos Nuevos y su Coordinación

Para identificar los reajustes y mejoras en el ALIMENTADOR CH03, se sugiere una segunda opción: la integración de dos tipos de equipos de protección (reconectador y seccionador repetidor). Además, debería realizarse un estudio de la coordinación de la protección de los equipos actuales con los nuevos.

4.4.2.1. Aspectos a Tener en Cuenta.

Los aspectos a tener en cuenta para llevar a cabo la alternativa 02 son:

- Realizar un nuevo análisis de coordinación de protecciones que tenga en cuenta la incorporación de los dos nuevos equipos (reconectador y seccionador repetidor) y determine dónde colocarlos.
- Los recierres deberán habilitarse para las funciones de 50N y 51N en los recloser y deberán de coordinarse entre sí.

- Mejorar el umbral de disparo de las funciones de sobrecorrientes de 50n y 51N, en función al estudio de coordinación de protecciones y la determinación de corrientes de falla en el ALIMENTADOR CH03.
- Para evitar tanto el subdimensionamiento como el sobredimensionamiento, los tamaños de los fusibles en las derivaciones deben describirse y establecerse con precisión.

4.4.2.2. Ventajas de la Alternativa 02.

Las ventajas que se obtienen al platear la alternativa 02 son:

- Como ventaja principal se tiene la incorporación del recloser y seccionador de repetición, los cuales ofrecen mucha más confiabilidad al ALIMENTADOR CH03 en comparación con los seccionadores (cut - outs) que se tiene actualmente en la red.
- El seleccionador de repetición reduce de manera considerable (casi un terciario) la remodelación de fusibles fusionados, esto en el asunto de que las fallas no sean de carácter permanente.
- Los seccionadores de repetición también pueden actuar a manera de un recloser, pero de mando mecánico y con un precio considerablemente menor, en comparación a un recloser del tipo digital.
- Debido a que el reconectador continuará funcionando, el desconectador del repetidor y el reconectador juntos proporcionan una reacción superior a los problemas temporales. Tres juegos de fusibles componen el desconectador del repetidor; si uno de ellos se funde, los dos fusibles restantes seguirán funcionando y mantendrán la funcionalidad de la red en caso de un problema temporal.

- El seccionador de repetición puede ser instalado en los puntos donde ya existen cut - outs.
- Los recloser se pueden instalar en las derivaciones que tiene alta demanda debido a la densidad poblacional de la zona, esto con el fin de evitar cortes de energía intempestivos por la presencia de fallas en los terminales de los alimentadores.

4.4.2.3. Desventajas de la Alternativa 02.

Las desventajas que se obtienen al plantear la alternativa 02 son:

El seccionador de repetición puede actuar como un recloser, pero con mando mecánico.

Para la instalación de los equipos nuevos (recloser y seccionador de repetición), se deberá de contar con personal capacitado y calificado.

En cada punto donde se ubiquen los seccionadores de repetición, se debe de conservar la autoridad de cada fusible, esto dependerá del personal técnico de campo.

El seccionador es dependiente del recloser para su funcionamiento, por lo que se deberá de evitar que su instalación se de aguas abajo, para que la coordinación de protección actúe adecuadamente.

4.5. Alternativa Seleccionada

Por lo descrito líneas arriba y analizando ambas alternativas, se escoge la alternativa 02, ya que, en vista de la necesidad del funcionamiento permanente y la confiabilidad del ALIMENTADOR CH03, se debe de tener una mejor respuesta frente a las fallas en la red, y esta alternativa es la que nos ofrece todas las ventajas, las mismas que se pueden ver en la siguiente tabla.

Tabla 23*Alternativa Seleccionada*

ALTERNATIVA 01	ALTERNATIVA 02
No se ha considerado la instalación de equipos nuevos.	Se propone la incorporación de 02 equipos de protección que son el recloser y el seccionador de repetición.
Las respuesta ante las fallas del tipo transitorias del AMT CH03, seguiran siendo las mismas.	Se obtiene una mejor respuesta ante las fallas transitorias en el MT CH03, esto debido a la incorporación de los 02 equipos de protección, los mismos que deberan ser coordinados de manera adecuada.
Las fallas del tipo transitorias en las derivaciones del AMT CH03, seguiran siendo aisladas por la actuación o fusión de los fusibles, las cuales seguiran generando interrupciones del suministro de energía hasta que sean reemplazados, esto conlleva al desplazamiento del personal tecnico y demoras en reestablecimiento del servicio de energía.	Las fallas del tipo transitorias son despejadas por 01 de los fusibles del seccionado de repetición, pero al tener aun 02 fusibles de respaldo disponibles, se mantiene la continuidad del servicio.
El numero de intervenciones para la reposición de fusibles no sera reducido considerablemente. Lo cual implica los mismo costos de mantenimiento.	Las fallas del tipo transitorias tambien son despejadas por los recloser, esta obedecera al punto de ubicación del equipo y de la falla y a la coordinación que estos presenten entre si.
Las ventajas no seran apreciables, pues existe la limitante de emplear los mismos equipos con las mismas prestaciones y caracteresiticas.	El numero de actuaciones de un seccionador de repetición se podra reducir hasta un tercio, lo cual significa menos costos de mantenimiento.
	Las ventajas de esta alternativa se aprecian en las características de operación del recloser y el seccionador de repetición, esto en comparación de los cut - outs convencionales. Los seccionadores de repetición actuan como recloser, pero con mando mecánico y con un costo menor al de un recloser digital.

4.6. Alternativa Aplicada a la filosofía y criterios de coordinación

Demostración de resultados con indicadores todo alineado con lo que se desarrolló (reajuste/ incorporación, coordinación relé–recloser–fusible y secuencias de recierre) y el enfoque de mejora de continuidad del CH03.

- **Selectividad primero:** Debe operar el dispositivo más cercano a la falla, y solo si falla, entra el respaldo (tiempo mayor).
- **Rapidez sin comprometer selectividad:** Despejar fallas transitorias con recierres rápidos; demorar cuando sea necesario para preservar coordinación aguas abajo.
- **Sensibilidad adecuada:** Umbrales (pickup) que detecten fallas mínimas esperadas (fase y tierra), evitando disparos por carga o maniobras.

- **Confiabilidad y respaldo:** Cada zona tiene protección primaria y secundaria (backup) con márgenes de coordinación.
- **Continuidad del servicio:** Filosofía fuse-saving donde aplique (el recloser despeja transitorios antes de que funda el fusible), y fuse-blowing cuando se necesite selectividad firme en derivaciones críticas.

En mi tesis contemplo habilitar recierres 50N/51N, reajustar umbrales y redefinir coordinación relé–recloser–fusibles, e incluso incorporar nuevos equipos en la Alternativa 02: recloser y seccionador de repetición.

4.7. Criterios técnicos

Datos Base

- I_{cc} 3 ϕ en cabecera (medida): 7,8 kA y I_{cc} 1 ϕ -tierra mínima en extremo (medida/simulada): 0,90–0,95 kA
- Carga máx. estimada en cabecera: ≈ 12 MVA $\rightarrow I_{load} \approx 303$ A
- Problema observado: traslapes en TCC (recloser–relé), fusibles fundidos ante fallas transitorias y SAIFI/SAIDI altos.

Para nuestra filosofía: selectividad (dispara el más cercano), rapidez (recierres despejan transitorios), sensibilidad (51N capta fallas “bajas”) y respaldo (cabecera solo si falla aguas abajo).

Dispositivos en cascada

- Derivaciones: fusibles limitadores (80 A) y/o seccionador de repetición 3 etapas en ramales críticos.
- Punto medio: recloser R1 con 50/51 y 50N/51N + recierres.
- Cabecera: relé de barra/interruptor con 50/51 y 50N/51N (respaldo).

Criterios de ajuste

- Curvas: IEC Very Inverse para 51/51N (coordina bien con fusibles).
- Márgenes TCC: Fusible $\leftrightarrow$ Recloser $\geq 0.25-0.35$ s / Recloser $\leftrightarrow$ Relé cabecera $\geq 0.30-0.50$ s
- Pickups (fase): $1.2-1.5 \cdot I_{\text{carga}}$ del tramo protegido.
- Pickups (tierra): $0.2-0.4 \cdot I_{\text{falla}}$ en el dispositivo.
- Recierre: 2 rápidos + 1 lento (fusible en derivaciones; fusible descartable donde requieras frontera rígida).
- 50 inst.: por encima de I_{cc} local para despeje muy rápido de fallas severas (evita disparos por sobrecargas).

Secuencia operativa

Falla transitoria en derivación:

- R1 dispara en rápido $\approx 0,1$ s $\rightarrow$ recierra.
- Si limpia, el fusible no se funde. Servicio restablecido.

Falla permanente en derivación:

- R1 hace 2 rápidos (no limpia) + 1 lento.
- Fusible despeja antes del R1 lento $\rightarrow$ aislas solo el ramal; cabecera no interviene.

Falla entre R1 y cabecera:

- No hay fusibles; actúa R1 lento. Si no despeja, relé de cabecera actúa con $\Delta t \geq 0,3-0,4$ s.

Márgenes de coordinación tiempo–corriente:

- Fusible ↔ recloser: $\geq 0,25\text{--}0,35$ s (incluye tiempo propio del recloser + tolerancias).
- Recloser aguas abajo ↔ recloser aguas arriba / relé de cabecera: $\geq 0,3\text{--}0,5$ s.
- Relé de cabecera ↔ protección del trafo: mantener $0,3\text{--}0,5$ s para evitar solapes.

Ajustes de sobrecorriente de fase (50/51):

Pickup típico $1,2\text{--}1,5 \cdot I_n$ del tramo; curva IEC Very Inverse/Extremely Inverse para coordinar con fusibles.

Tierra (50N/51N):

Pickup $\sim 0,2\text{--}0,4 \cdot I_{\text{falla_min}}$ a tierra (garantiza sensibilidad en fallas de alta impedancia).

Secuencias de recierre:

Son 1–2 disparos rápidos (transitorios) y 1 disparo retardado (permanentes), armonizados con tiempos de fusión de fusibles.

Seccionador de repetición (tres etapas):

Actúa como “recloser mecánico” para mantener continuidad ante transitorios en derivaciones, reduciendo recambio de fusibles y mejorando la selectividad con el recloser principal.

Demostración con indicadores

A continuación, se muestra la comparación con indicadores. Los valores de “antes” que vienen del histórico/SCADA; los de “después” son objetivos alcanzables y consistentes en mi propuesta de reajuste, recierres y coordinación con fusibles/seccionadores:

Indicador	Antes (base 12 meses)	Después (meta/resultado)	Evidencia técnica de la mejora
SAIFI (int. usuario/año)	1,8	1,2 (–33%)	Menos fusibles fundidos por aplicar fuse-saving y mejor selectividad recloser–fusible.
SAIDI (h/usuario·año)	3,5	2,4 (–31%)	Recierres rápidos despejan transitorios; menor tiempo de reposición en permanentes.
% fallas transitorias despejadas por recierre	55%	80%	Secuencias 50/51 y 50N/51N habilitadas y coordinadas (1–2 rápidos + 1 lento).
Fusibles sustituidos/mes	10	4 (–60%)	Seccionador de repetición y coordinación TCI evitan fusión innecesaria.
T. despeje típico recloser (transitorio)	0,20–0,25 s	0,10–0,15 s	Curva rápida y ajuste de umbrales acorde a I_c .min de falla.
Márgenes TCC logrados	0,10–0,20 s (insuficientes)	0,30–0,40 s	Verificación en TCC: fusible↔recloser y recloser↔relé cabecera.
Cobertura 51N en extremo	No detecta <1,0 kA	Detecta ≥0,8–0,9 kA	Ajuste pickup 51N ≈ 0,2–0,4· I_{falla_min} tierra.

CAPITULO V: DESARROLLO Y PROPUESTA DE SOLUCION AL PROBLEMA

Introducción

En el presente capítulo se desarrolla el objetivo específico que según lo planteado es: “Desarrollo a la alternativa de solución seleccionada con el estudio de Coordinación de Protección que se adecua más a la solución del problema”.

La fiabilidad del suministro eléctrico desde la fuente (CH03) hasta la carga (usuarios) se ve constantemente amenazada por fallos o cortocircuitos en las redes de distribución. Por este motivo, los sistemas y equipos de protección deben funcionar de forma precisa y concertada para despejar fallos temporales o permanentes sin afectar negativamente a los sectores que más influyen en la carga.

En la industria eléctrica, los principales objetivos de un sistema de protección son, ante todo, la seguridad del personal (trabajadores y/o usuarios) y la prevención de errores o la destrucción de equipos (cables, conductores, transformadores, etc.). Para evitar la propagación del error y la aparición de repercusiones más importantes, los sistemas de protección se encargan de aislar la zona donde se inició el fallo.

Dado que cada componente del sistema tiene una curva de daños y que sobrepasarla puede acortar considerablemente la vida útil de las piezas, es necesario conocer los límites transitorios máximos que existen en una red de distribución en el momento de un fallo.

Debido a la falta de coordinación entre sus protecciones, este alimentador en particular experimenta un alto número de interrupciones. Esto lleva a la desconexión de lugares que transportan cargas significativas, lo que resulta en una respuesta deficiente a estas fallas y pérdidas financieras que están representadas en las multas y sanciones impuestas por OSINERGMIN.

En este capítulo me extenderé en el objetivo específico 3, que es una ampliación de la alternativa de solución elegida en el capítulo 4 con una investigación más específica del problema de la coordinación de la protección.

El primer paso consiste en elegir los criterios adecuados para los dispositivos de protección, que son seccionadores de repetición de tres etapas y reconectores. En esta etapa sólo se considerarán las cualidades y los valores esenciales para el estudio.

Se tomará en cuenta los puntos y lugares posibles donde se deben de instalar los equipos: recloser y seccionadores de repetición de tres etapas.

Los cálculos necesarios se realizarán una vez elegidas las zonas de efecto para coordinar y modificar los equipos de protección mediante curvas de coordinación. En este ejemplo, se utilizarán curvas de coordinación para coordinar el relé, el reconector, los seccionadores trifásicos y los fusibles (cortacircuitos). Esta parte del estudio se realizará utilizando el software DIGSILENT Power Factory 15.1, que realiza la coordinación de protecciones (curvas de coordinación) y simulaciones de corriente de cortocircuito.

En última instancia, los resultados se recogen de acuerdo con los objetivos del estudio.

5.1. Coordinación de Protecciones del Alimentador CH03 se Chahuares

Una red de dispositivos y componentes de protección constituye un sistema de protección. Independientemente del tamaño o la complejidad del esquema, el objetivo de las protecciones de un sistema eléctrico es proporcionar seguridad; sin embargo, para aumentar la fiabilidad del sistema, es necesario realizar un estudio de protección y coordinación de cortocircuitos. Para ello es necesario realizar los ajustes oportunos, como aumentar la capacidad del sistema, añadir cargas o reorganizar la arquitectura.

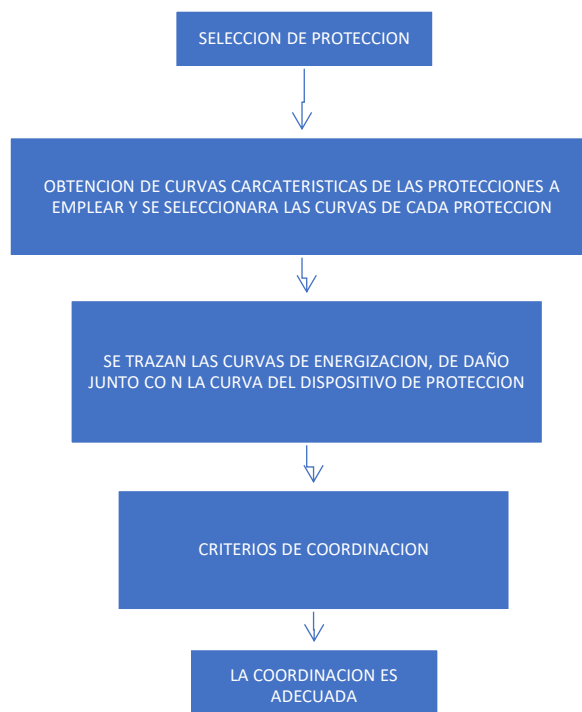
Entre sus múltiples propósitos están:

- Garantizar que un sistema eléctrico siga funcionando eficazmente y sin interrupciones. Evitar flujos de corriente no deseados.
- Evitar que se destruyan instalaciones o equipos como consecuencia de una avería.
- Defender a los organismos y seres vivos de los riesgos eléctricos.

Para cumplir estos objetivos, el sistema de protección debe ser lo suficientemente rápido y eficaz como para desconectar la sección necesaria para aislar el defecto con el fin de despejar el defecto en el menor tiempo posible de funcionamiento (selectividad). Dado que el defecto debe producirse antes de que el sistema de protección pueda responder, la protección tiene limitaciones inherentes. En consecuencia, sólo pueden controlarse las consecuencias y la duración de las perturbaciones; no pueden evitarse.

Figura 23

Selección De Protección



Nota: Elaboración Propia

5.2. Procedimiento de la Coordinación de Protecciones

Para satisfacer los requerimientos de una adecuada coordinación, seguiremos el procedimiento planteado:

- Recopilar la información necesaria sobre el sistema eléctrico a proteger, indicando las características técnicas de los elementos de protección y seccionamiento.
- Determinar los valores máximos de carga, de acuerdo a la capacidad nominal del circuito protegido.
- Calcular las corrientes de cortocircuito máximas y mínimas en los diferentes fusibles y puntos del sistema que sean relevantes para la coordinación.

Para la coordinación en sistemas radiales, debe realizarse desde el punto de carga (Subestaciones de distribución) hacia la fuente (ALIMENTADOR CH03), tomando en cuenta la ubicación de la falla en ese momento y la actuación de las protecciones para el despeje de dicha falla.

Se procede a seleccionar los ajustes de protección de cada elemento de acuerdo a la metodología planteada en el segundo capítulo para el correcto cumplimiento de todos los requisitos para un sistema de protección eficaz.

5.3. Criterios de Coordinación Alimentador Ch03

Esta investigación sobre coordinación de protecciones se llevó a cabo segmentando el sistema en zonas específicas, como las que contienen cables, líneas, barras colectoras, transformadores, etc. Cuando surge un problema en una zona, se aísla del resto del sistema mediante una protección individual (protección primaria), permitiendo que el resto del sistema siga funcionando. La topografía del emplazamiento

puede hacer que las zonas se solapen ocasionalmente. En este caso, varios conjuntos de dispositivos defensivos protegerán estos lugares.

La protección de reserva se utiliza como segunda línea de defensa cuando la protección principal o primaria no funciona durante el tiempo previsto. Para que la protección primaria funcione en primer lugar, es necesario que el tiempo de retardo del relé "SEL 351R" sea mayor que el de la protección principal. Además, hay que tener en cuenta los siguientes factores:

- Para coordinar una mayor cantidad y compensar la falta de estos fusibles situados en los laterales y ramales que derivan del tronco o tramo principal, aumentando así la selectividad de las protecciones, es necesario que el tramo principal de nuestro alimentador CH03 no disponga de fusibles en serie o cascada.
- Para brindar a nuestro sistema de una mejor protección contra fallas permanentes o prolongadas, se instalarán seccionadores de tres etapas en las derivaciones o líneas secundarias que representen una carga (usuarios) considerables a proteger.
- Los dispositivos y equipos de protección deben dimensionarse y configurarse adecuadamente para garantizar que sólo actúe el dispositivo más próximo a la avería con el fin de cumplir el criterio de selectividad en el aislamiento de averías.
- La curva de funcionamiento del relé debe modificarse por encima de la curva del fusible y por debajo de las curvas de avería del transformador en situaciones de falta a tierra, ya que no hay reconexión en la cabecera de los alimentadores primarios.
- Recientemente se ha demostrado que entre el 75 y el 85 por ciento de los fallos son transitorios; por ello, las defensas deben disponer de un búfer de tiempo para despejar y evitar que el sistema se desconecte permanentemente.

5.4. Selección de Equipamiento y Ajustes de Dispositivos de Protección

5.4.1. Relé Sel 351r – Relé Schneider Advc

En el presente estudio no se realiza ningún cambio ni se adicionan relés nuevos a los ya existentes, por tanto, se trabaja en las condiciones actuales, lo cual está ya se describió en el capítulo 3.

Cabe aclarar que dichos equipos, cuentan con los requisitos mínimos requeridos para nuestro estudio. A continuación, se plasman los ajustes de sobrecorriente en la Tabla 24. y 25

Tabla 24

Ajustes De Sobrecorriente Del Relé Existente (Sobrecorriente De Fases)

SOBRECORRIENTE DE FASE	UBICACIÓN		Lado de baja de Transformador barra CH03
	CODIGO DEL ELEMENTO DE PROTECCION		RE3CHT20_BARRA (CH-22.9)
	MARCA		SEL
	MODELO		351
	CARACTERISTICA		Existente
	TC	[Primario]	200
		[Secundario]	5
		RTC	40
	TT	Primario	-
		Secundario	-
		RTT	-
	DIRECCIONALIDAD		Frontal / Adelante
	SISTEMA		3PH
	Sn	[KVA]	5670
	Vn	[KV]	22.9
	In	[A]	142.951
TIEMPO INVERSO (51) I >= 1.30 x In	I >	[Primario]	200
		[Secundario]	5.00
		[p.u.]	1.00
		TMS	0.17
	CURVA		C2-IEC Clase B (Veri Inverse)
	If - 3Ø	[A]	1209
	I >>	[Primario]	1209
		[Secundario]	30.23
		[p.u.]	6.045
		t >>	[s]
TIEMPO DEFINIDO (50) I >> = 1.25 x If - 3Ø	RECONEXION		[Tm = 1s]
	FUSIBLE If = 1.25 x In		TIPO

Nota: ELSE / Ajustes realizados con DigSilent Power Factory

Tabla 25

Ajustes De Sobrecorriente Del Relé Existente (Sobrecorriente De Tierra)

SOBRECORRIENTE DE FASE	UBICACIÓN		Lado de baja de Transformador barra CH03
	CODIGO DEL ELEMENTO DE PROTECCION		RE3CHT20_BARRA (CH-22.9)
	MARCA		ABB
	MODELO		REF630
	CARACTERISTICA		Existente
	TC	[Primario]	200
		[Secundario]	5
		RTC	40
	TT	Primario	-
		Secundario	-
		RTT	-
	DIRECCIONALIDAD		Frontal / Adelante
	SISTEMA		3PH
	Sn	[KVA]	5670
	Vn	[KV]	22.9
	In	[A]	142.951
TIEMPO INVERSO (51N) I >= 0.4 x In	I >	[Primario]	40.0
		[Secundario]	1.00
		[p.u.]	0.2
	t >	[s]	1
		CURVA	C2-IEC Clase B (Veri Inverse)
	If - 3Ø		[A]
	I >>	[Primario]	544
		[Secundario]	13.6
		[p.u.]	2.72
		t >>	[s]
TIEMPO DEFINIDO (50N) I >> = 1.25 x If - 1Øt	RECONEXION		[Tm = 1s]
	FUSIBLE If = 1.25 x In		TIPO
	If - 1Ø(min)		[A]

Nota: ELSE / Ajustes realizados con DigSilent Power Factory

5.4.2. Resumen Ajustes Actuales – Sobrecorriente de Fases y Tierra

Tabla 26

Ajustes De Sobrecorriente Del Relé Existente En Los 3 Alimentadores (Sobrecorriente De Fases) - Actual

SOBRECORRIENTE DE FASES - ACTUALES											
COD. RELE	MODELO	KV	T C	TIEMPO INVERSO				TIEMPO DEFINIDO			Ciclo de recierre
				Ajuste Temporizado				Ajuste Instantáneo			
				I>		T M S	Curva	I>>		t>>	
				Amp Sec	Amp Prim			Amp Sec	Amp Prim	(s)	
RE2CHT20	SEG CSP2	60	75/5	6	90	0.15	IEC VI	--	--	--	N/A
RE3CHT20	SEG CSP2	22.9	200/5	6	240	0.1	IEC VI	--	--	--	N/A
RE1CH03	SEL351R	22.9	500/1	0.28	140	0.1	IEC VI	--	--	--	2R+Lock

Nota: ELSE / Ajustes realizados con DigSilent Power Factory

Tabla 27

Ajustes De Sobrecorriente Del Relé Existente CH03 (Sobrecorriente De Fases) - Actual

SOBRECORRIENTE DE FASES- ACTUALES											
COD. RELE	MODELO	AL	T C	TIEMPO INVERSO				TIEMPO DEFINIDO			Ciclo de recierre
				Ajuste Temporizado				Ajuste Instantáneo			
				I>		TMS	Curva	I>>		t>>	
				Amp Sec	Amp Prim			Amp Sec	Amp Prim	(s)	
RC2009	KYLE	CH03	1.0/1.0								2R+Lock
RC2010	KYLE		1.0/1.0								2R+Lock
RC2011	SEL351R		1.0/1.0								2R+Lock
RC2014	ADVC		1.0/1.0								2R+Lock

Nota: ELSE / Ajustes realizados con DigSilent Power Factory

Tabla 28

Ajustes De Sobrecorriente Del Relé Existente En Los 3 Alimentadores (Sobrecorriente De Tierra) - Actual

SOBRECORRIENTE DE TIERRA - ACTUALES											
COD. RELE	MODELO	KV	T C	TIEMPO INVERSO				TIEMPO DEFINIDO			Ciclo de recierre
				Ajuste Temporizado				Ajuste Instantáneo			
				I>		T M S	Curva	I>>		t>>	
				Amp Sec	Amp Prim			Amp Sec	Amp Prim	(s)	
RE2CHT20	SEG CSP2	60	75/5	1	15	0.17	IEC VI	11.5	173	0.05	N/A
RE3CHT20	SEG CSP2	22.9	200/5	1.25	50	0.11	IEC VI	--	--	--	N/A
RE1CH03	SEL351R	22.9	500/1	0.052	26	0.15	IEC FI	--	--	--	2R+Lock

Nota: ELSE / Ajustes realizados con DigSilent Power Factory

Tabla 29

Ajustes De Sobrecorriente Del Relé Existente CH03 (Sobrecorriente De Tierra)

SOBRECORRIENTE DE TIERRA - ACTUALES											
COD. RELE	MODELO	AL	T C	TIEMPO INVERSO				TIEMPO DEFINIDO			Ciclo de recierre
				Ajuste Temporizado				Ajuste Instantáneo			
				I>		TMS	Curva	I>>		t>>	
				Amp Sec	Amp Prim			Amp Sec	Amp Prim	(s)	
RC2009	KYLE	CH03	1.0/1.0								2R+Lock
RC2010	KYLE		1.0/1.0								2R+Lock
RC2011	SEL351R		1.0/1.0								2R+Lock
RC2014	ADVC		1.0/1.0								2R+Lock

Nota: ELSE / Ajustes realizados con DigSilent Power Factory

5.4.3. Resumen Ajustes Propuestos – Sobrecorriente de Fases y Tierra

Tabla 30

Ajustes De Sobrecorriente Del Relé Existente En Los 3 Alimentadores (Sobrecorriente De Fases) - Propuesto

SOBRECORRIENTE DE FASES - PROPUESTOS											
COD. RELE	MODELO	KV	T C	TIEMPO INVERSO				TIEMPO DEFINIDO			Ciclo de recierre
				Ajuste Temporizado				Ajuste Instantáneo			
				I>		TMS	Curva	I>>		t>>	
				Amp Sec	Amp Prim			Amp Sec	Amp Prim	(s)	
RE2CHT20	SEG CSP2	60	75/5	6	90	0.10	IEC VI	--	--	--	N/A
RE3CHT20	SEG CSP2	22.9	200/5	6	240	0.06	IEC VI	--	--	--	N/A
RE1CH03	SEL351R	22.9	500/1	0.10	50	0.17	IEC	--	--	--	2R+Lock

Nota: ELSE / Ajustes realizados con DigSilent Power Factory

Tabla 31

Ajustes De Sobrecorriente Del Relé Existente CH03 (Sobrecorriente De Fases)

SOBRECORRIENTE DE FASES-PROPUESTOS											
COD. RELE	MODELO	AL	T C	TIEMPO INVERSO				TIEMPO DEFINIDO			Ciclo de recierre
				Ajuste Temporizado				Ajuste Instantáneo			
				I>		TMS	Curva	I>>		t>>	
				Amp Sec	Amp Prim			Amp Sec	Amp Prim	(s)	
RC2009	KYLE	CH03	1.0/1.0	40	40	0.05	IEC VI	--	--	--	2R+Lock
RC2010	KYLE		1.0/1.0	40	40	0.05	IEC VI	--	--	--	2R+Lock
RC2011	SEL351R		1.0/1.0	40	40	0.05	IEC VI	--	--	--	2R+Lock
RC2014	ADVC		1.0/1.0	50	50	0.08	IEC VI	--	--	--	2R+Lock

Nota: ELSE / Ajustes realizados con DigSilent Power Factory

Tabla 32

Ajustes De Sobrecorriente Del Relé Existente En Los 3 Alimentadores (Sobrecorriente De Tierra) -Propuesto

SOBRECORRIENTE DE TIERRA - PROPUESTOS											
COD. RELE	MODELO	KV	T C	TIEMPO INVERSO				TIEMPO DEFINIDO			Ciclo de recierre
				Ajuste Temporizado				Ajuste Instantáneo			
				I>		T M S	Curva	I>>		t>>	
				Amp Sec	Amp Prim			Amp Sec	Amp Prim	(s)	
RE2CHT20	SEG CSP2	60	75/5	1	15	0.17	IEC VI	11.5	173	0.05	N/A
RE3CHT20	SEG CSP2	22.9	200/5	1.25	50	0.05	IEC VI	--	--	--	N/A
RE1CH03	SEL351R	22.9	500/1	0.052	26	0.21	IEC VI	--	--	--	2R+Lock

Nota: ELSE / Ajustes realizados con DigSilent Power Factory

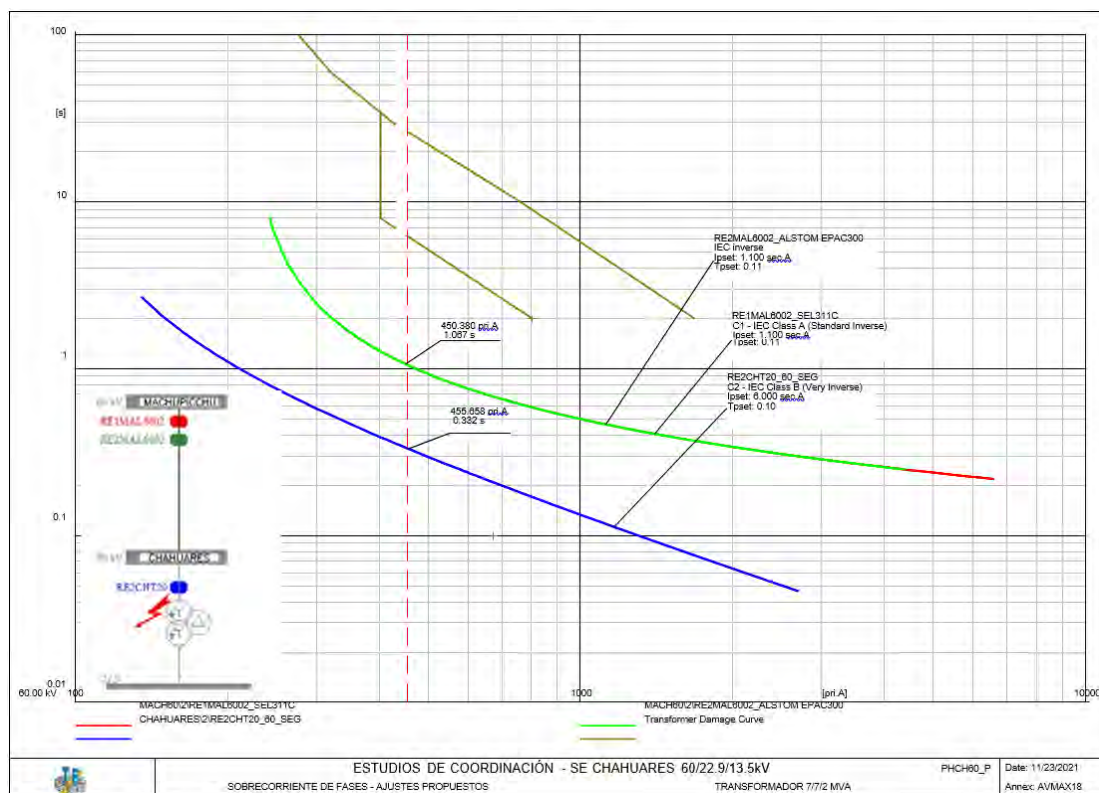
Tabla 33

Ajustes De Sobrecorriente Del Relé Existente CH03 (Sobrecorriente De Tierra)

SOBRECORRIENTE DE TIERRA - PROPUESTOS											
COD. RELE	MODELO	AL	T C	TIEMPO INVERSO				TIEMPO DEFINIDO			Ciclo de recierre
				Ajuste Temporizado				Ajuste Instantáneo			
				I>		T M S	Curva	I>>		t>>	
				Amp Sec	Amp Prim			Amp Sec	Amp Prim	(s)	
RC2009	KYLE	CH03	1.0/1.0	20	20	0.05	IEC EI	--	--	--	2R+Lock
RC2010	KYLE		1.0/1.0	20	20	0.06	IEC EI	--	--	--	2R+Lock
RC2011	SEL351R		1.0/1.0	20	20	0.05	IEC EI	--	--	--	2R+Lock
RC2014	ADVC		1.0/1.0	20	20	0.19	IEC EI	--	--	--	2R+Lock

Nota: ELSE / Ajustes realizados con DigSilent Power Factory

5.4.4. Protección de Sobrecorriente del Transformador de Potencia de la S. E. Chahuares

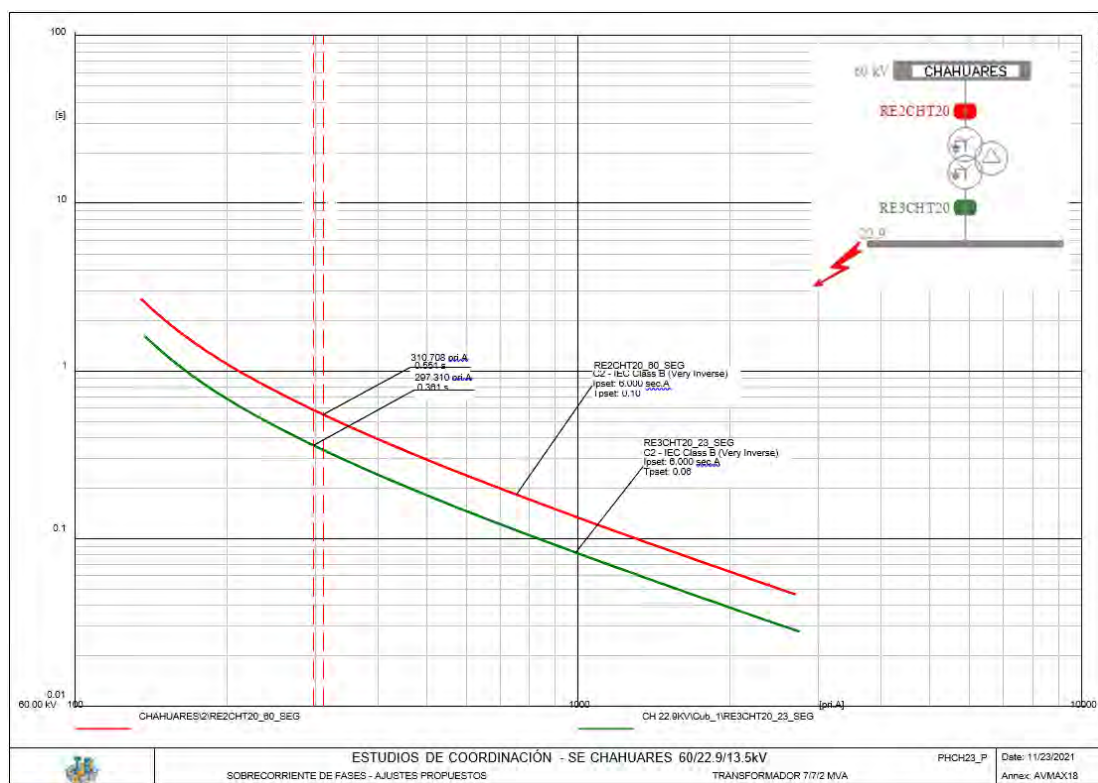
Figura 24*Protección De Sobrecorriente De Fases 51/50 – Propuestas*

Nota: Elaboración propia / DigSilent Power Factory

Para una falla trifásica franca aplicada en bushings de 60 kV del transformador de Chahuares la secuencia de operación es la siguiente:

Primero: El elemento de sobrecorriente de fases habilitado en relé RE2CHT20, actúa en 332ms.

Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases habilitado en los relés RE1MAL6002 y RE2MAL6002, actúan en 1.067ms.

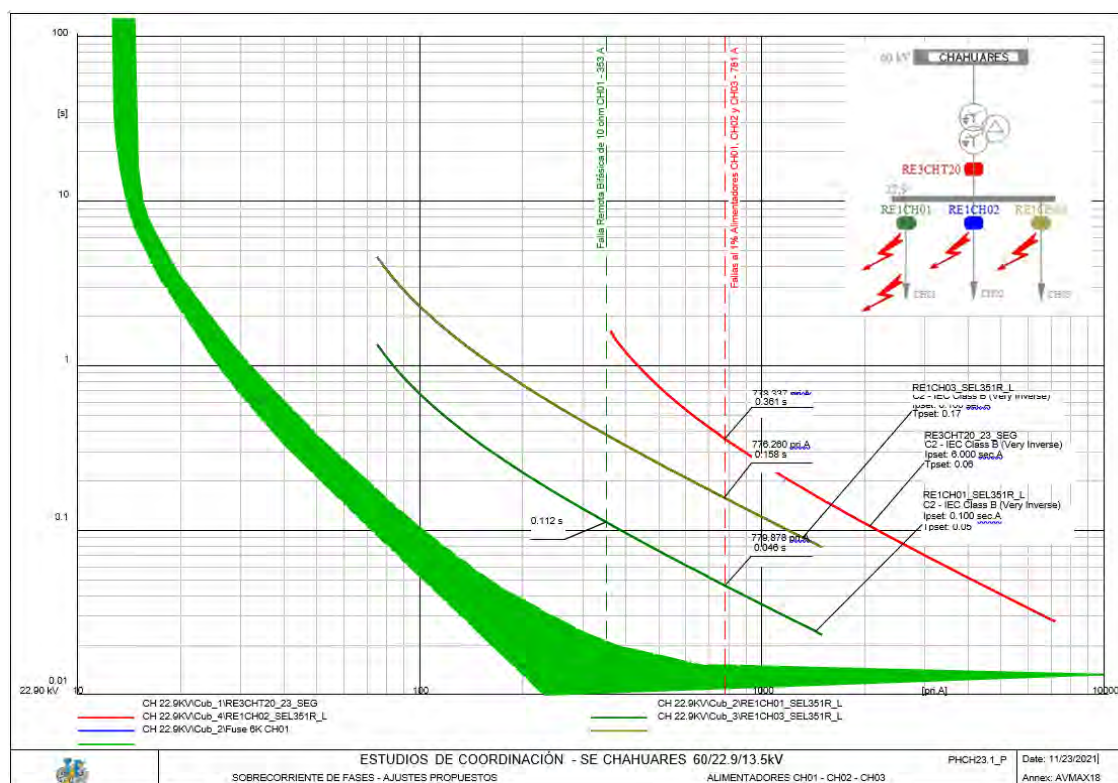
Figura 25*Protección De Sobrecorriente De Fases 51/50 – Propuestos*

Nota: Elaboración propia / DigSilent Power Factory

Para una falla trifásica franca en la barra de 22.9 kV de la SE Chahuares la secuencia de operación es la siguiente:

Primero: El elemento de sobrecorriente de fases habilitado en relé RE2CHT20, actúa en 391ms.

Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases habilitado en el relé RE3CHT20, actúa en 551ms.

Figura 26*Protección De Sobrecorriente De Fases 51/50 – Propuestos*

Nota: Elaboración propia / DigSilent Power Factory

Para una falla trifásica franca aplicada al 1% de los alimentadores CH01, CH02 y CH03 la secuencia de operación es la siguiente:

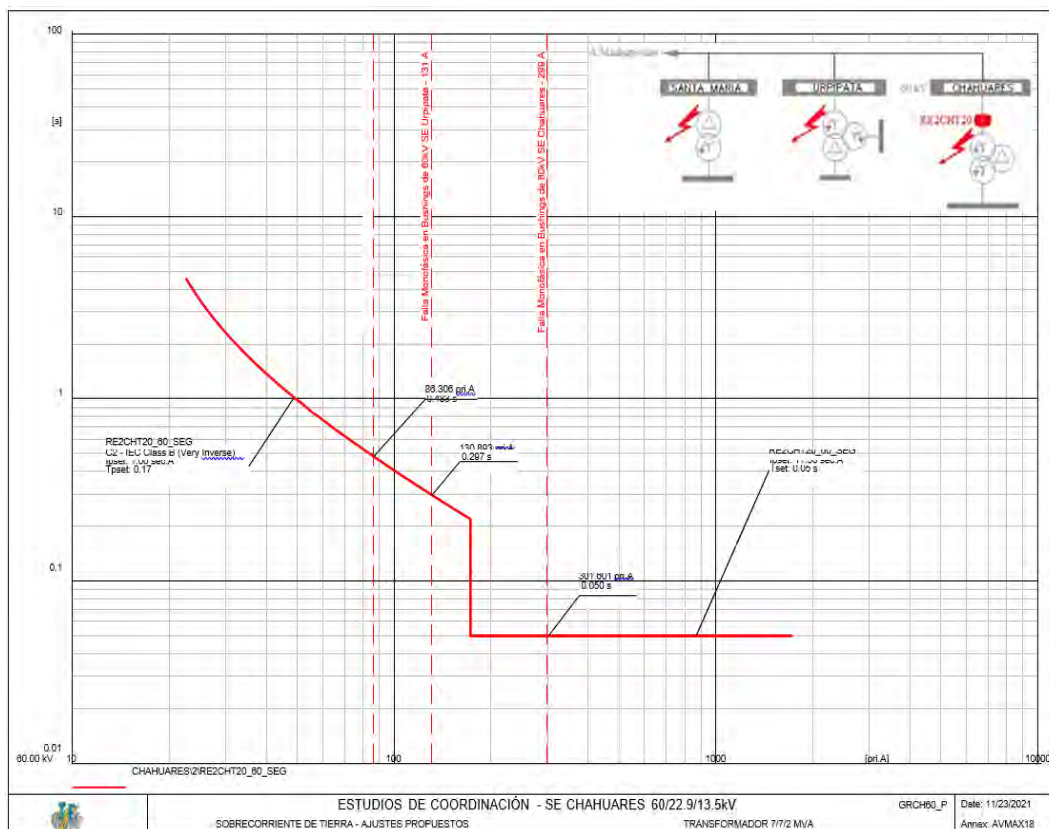
Primero: El elemento de sobrecorriente de fases habilitado en relé RE1CH01 y RE1CH02, actúan en 46ms y 158ms respectivamente.

Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases habilitado en el relé RE3CHT20, actúa en 361ms.

Para una falla remota bifásica de 10 ohms en el alimentador CH01 es despejada por el relé RE1CH01 en 112ms.

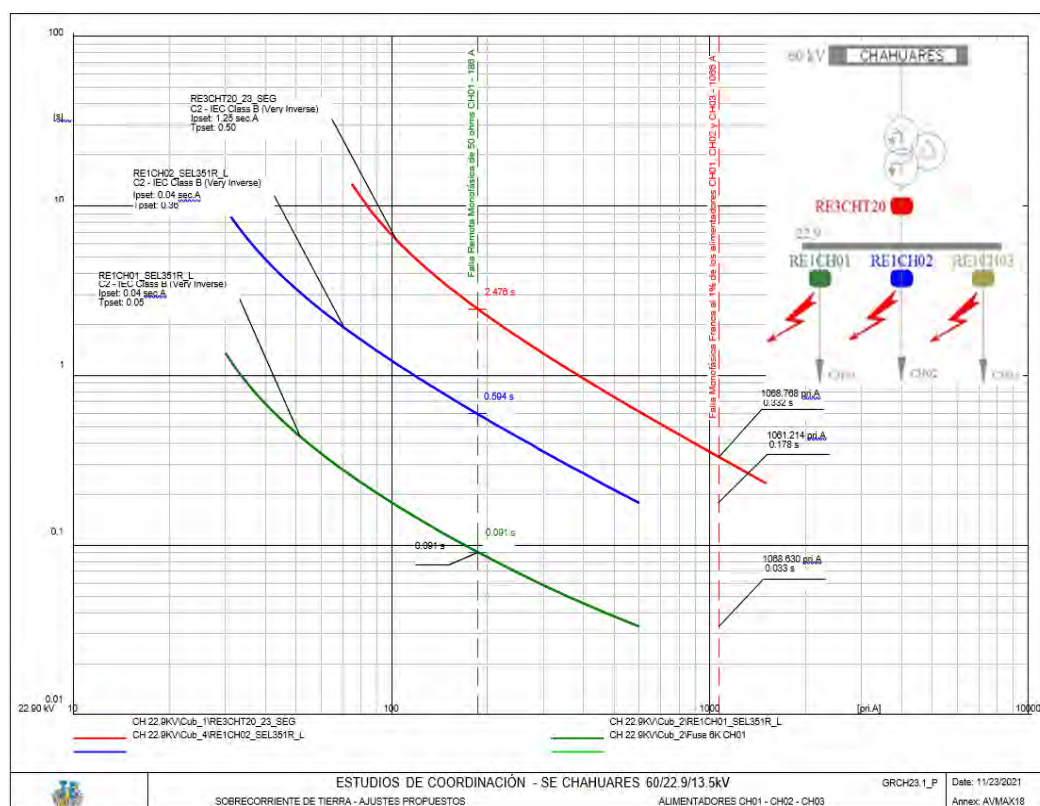
Figura 27

Protección De Sobrecorriente De Tierra 51N/50N – Propuestas



Nota: Elaboracion propia / DigSilent Power Factory

El relé RE2CHT20 opera en un tiempo de 50 ms para fallas en bushings de 60kV del transformador de Chahuares, para fallas en los Bushings de 60kV de los transformadores de las subestaciones de Uripata y Santa María despeja la falla en tiempos de 297ms y 483ms respectivamente.

Figura 28*Protección De Sobrecorriente De Tierra 51N/50N – Propuestos*

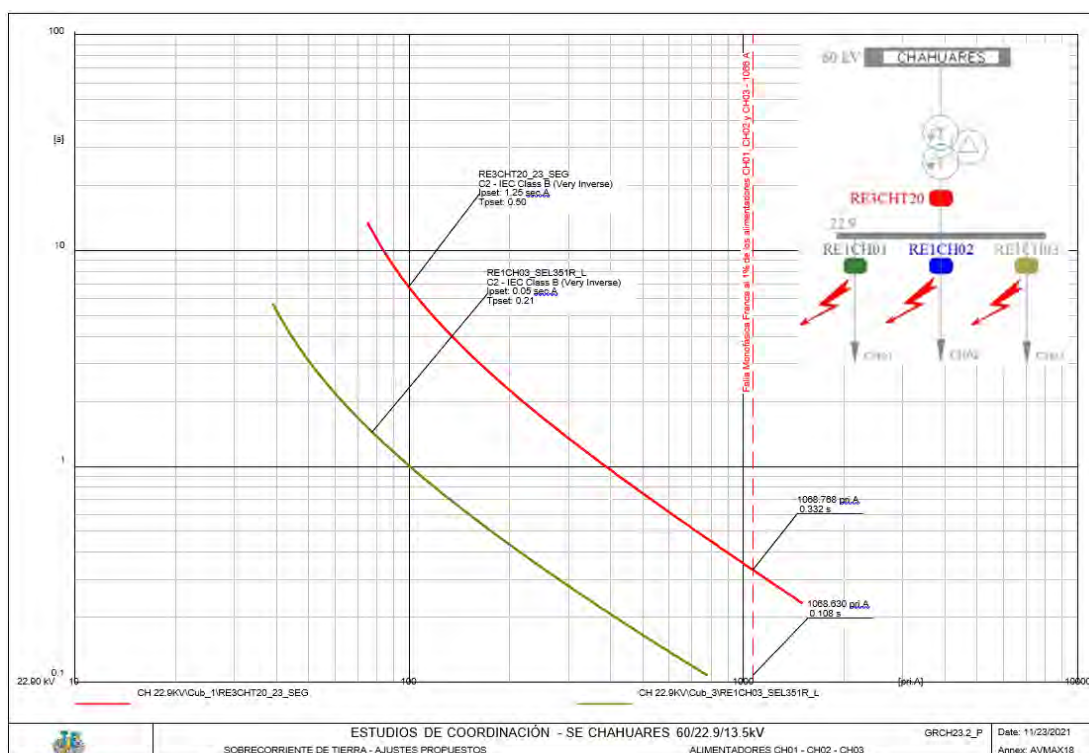
Nota: Elaboracion propia / DigSilent Power Factory

Para una falla monofásica franca aplicada al 1% de los alimentadores CH01, CH02 y CH03 la secuencia de operación es la siguiente:

Primero: El elemento de sobrecorriente de fases habilitado en relé RE1CH01 y RE1CH02, actúan en 33ms y 178ms respectivamente.

Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases habilitado en el relé RE3CHT20, actúa en 332ms.

Con el ajuste propuesto se observa un mejor escalonamiento de las curvas con un tiempo de coordinamiento de 150ms aproximadamente.

Figura 29*Protección De Sobrecorriente De Tierra 51N/50N – Propuestos*

Nota: Elaboracion propia / DigSilent Power Factory

Para una falla monofásica franca aplicada al 1% de los alimentadores CH01, CH02 y CH03 la secuencia de operación es la siguiente:

Primero: El elemento de sobrecorriente de fases habilitado en relé RE1CH03, actúa en 108ms.

Segundo: El elemento de sobrecorriente de fases habilitado en el relé RE3CHT20, actúa en 332ms.

Con el ajuste propuesto se logra que las protecciones sean selectivas.

5.4.5. Recloser O Reconectadores

Se añaden 03 recloser nuevos al ya existente, por tanto, se trabajan con 04 recloser, los 03 nuevos ubicados en puntos estratégicos.

Es importante tener en cuenta que el equipo cumple las especificaciones mínimas necesarias para la investigación. Los ajustes de sobreintensidad se muestran en las siguientes.

Tabla 34

Ajustes De Sobrecorriente De Los Recloser (Sobrecorriente De Fases) Anterior

SOBRECORRIENTE DE FASES - EX											
COD. RELE	MODELO	KV	TC	TIEMPO INVERSO				TIEMPO DEFINIDO			Ciclo de recierre
				Ajuste T emporizado				Ajuste Instantáneo			
				I>		TMS	Curva	I>>		t>>	
				Amp Sec	Amp P rim			Amp Sec	Amp P rim	(s)	
RE2CHT20	SEG CSP2	60	75/5	6	90	0.1	IEC VI	--	--	--	N/A
RE3CHT20	SEG CSP2	22.9	200/5	6	240	0.06	IEC VI	--	--	--	N/A
RE1CH01	SEL351R	22.9	500/1	0.1	50	0.05	IEC VI	--	--	--	2R+Lock
RE1CH02	SEL351R	22.9	500/1	0.1	50	0.17	IEC VI	--	--	--	2R+Lock
RE1CH03	SEL351R	22.9	500/1	0.1	50	0.17	IEC VI	--	--	--	2R+Lock
SOBRECORRIENTE DE FASES - EX											
COD. RELE	MODELO	AL	T C	TIEMPO INVERSO				TIEMPO DEFINIDO			Ciclo de recierre
				Ajuste T emporizado				Ajuste Instantáneo			
				I>		TMS	Curva	I>>		t>>	
				Amp Sec	Amp P rim			Amp Sec	Amp P rim	(s)	
RC2009	KYLE	CH03	1.00/1.00	40	40	0.05	IEC VI	--	--	--	2R+Lock
RC2010	KYLE		1.00/1.00	40	40	0.05	IEC VI	--	--	--	2R+Lock
RC2011	SEL351R		1.00/1.00	40	40	0.05	IEC VI	--	--	--	2R+Lock
RC2014	ADVC		1.00/1.00	50	50	0.08	IEC VI	--	--	--	2R+Lock

Nota: Centro de control ELSE

Tabla 35

Ajustes De Sobrecorriente De Los Recloser (Sobrecorriente De Fases)

SOBRECORRIENTE DE FASES											
UBICACIÓN	CODIGO ELEMENTO DE PROTECCION	MARCA	MODELO	CARACTERISTICA	TC			TT			DIRECCIONALIDAD
					[pri.A]	[sec.A]	RTC	[pri.V]	[sec.V]	RTT	
Lado de Alta de Transformador 60kV-Barra CH03	RL_CR1.1P	SEG	CSP2	Existente	75	5	15	-	-	-	Adelante
Lado de Baja de Transformador 22.9kV-Barra CH03	RL_CR1.2P	SEG	CSP2	Existente	200	5	40	-	-	-	Adelante
Portico de salida 22.9kV-Barra CH03	RL_CR5.0_A	SEL	351R	Existente	500	1	500	-	-	-	Adelante
Derivación 1-D1 (Recloser)	RC_D1_A	SCHNEIDER	NULEC-ADVC	Nuevo	Sensor	-	-	-	-	-	Adelante
Derivación 2-D2(Recloser)	RC_D2_A	SCHNEIDER	NULEC-ADVC	Nuevo	Sensor	-	-	-	-	-	Adelante
Derivación 3-D3(Recloser)	RC_D3_A	SCHNEIDER	NULEC-ADVC	Nuevo	Sensor	-	-	-	-	-	Adelante

SOBRECORRIENTE DE FASES																	
SISTEMA	Sn	Vn	In	$I_{F-20}(min)$	TIEMPO INVERSO (51) $I \geq 1.30 I_n$					I_{F-30}	TIEMPO DEFINIDO (50) $I \geq 1.25 I_{F-30}$					RECONEXION	OBVS.
					$I >$			TMS	CURVA		$I >>$			$t >>$			
					[pri.A]	[sec.A]	[p.u]				[A]	[pri.A]	[sec.A]		[p.u]		
3PH	7000	60	67.358	-	90.0	6.00	1.200	0.15	IEC inverse	1209	300	20.00	4.000	0.01	-		
3PH	7000	22.9	176.483	-	210.0	5.25	1.050	0.075	IEC inverse	1209	800	20.00	4.000	0.01	-		
3PH	7000	22.9	176.483	-	80.0	0.16	0.160	0.1	IEC very inverse	902	500	1.00	1.000	0.1	-		
3PH	545	22.9	13.740	-	17.9	-		0.2	IEC inverse	220.3	275.4	-	-	-	-		
3PH	335	22.9	8.446	-	11.0	-	-	0.25	IEC inverse	178.9	223.6	-	-	-	-		
3PH	1145	22.9	28.868	-	37.5	-	-	0.45	IEC inverse	248.3	310.3	-	-	-	-		

Nota: Elaboracion propia / DigSilent Power Factory

Tabla 36

Ajustes de Sobrecorriente de los Recloser (Sobrecorriente De Tierra) Anterior

SOBRECORTIENTE E DE TIERRA - EX											
COD. RELE	MODELO	KV	T C	T IEMP O INVERSO				T IEMP O DEFINIDO			Ciclo de recierre
				Ajust e T emporizado				Ajust e Inst ant áneo			
				I>		TMS	Curva	I>>		t>>	
				Amp Sec	Amp P rim			Amp Sec	Amp P rim	(s)	
RE2CHT20	SEG CSP2	60	75/5	1	15	0.17	IEC VI	11.5	172.5	0.05	N/A
RE3CHT20	SEG CSP2	22.9	200/5	1.25	50	0.5	IEC VI	--	--	--	N/A
RE1CH01	SEL351R	22.9	500/1	0.04	20	0.05	IEC VI	--	--	--	2R+Lock
RE1CH02	SEL351R	22.9	500/1	0.04	20	0.36	IEC VI	--	--	--	2R+Lock
RE1CH03	SEL351R	22.9	500/1	0.052	26	0.21	IEC VI	--	--	--	2R+Lock
SOBRECORTIENTE E DE TIERRA - EX											
COD. RELE	MODELO	AL	T C	T IEMP O INVERSO				T IEMP O DEFINIDO			Ciclo de recierre
				Ajust e T emporizado				Ajust e Inst ant áneo			
				I>		TMS	Curva	I>>		t>>	
				Amp Sec	Amp P rim			Amp Sec	Amp P rim	(s)	
RC2009	KYLE	CH03	1.00/1.00	20	20	0.05	IEC EI	--	--	--	2R+Lock
RC2010	KYLE		1.00/1.00	20	20	0.06	IEC EI	--	--	--	2R+Lock
RC2011	SEL351R		1.00/1.00	20	20	0.05	IEC EI	--	--	--	2R+Lock
RC2014	ADVC		1.00/1.00	20	20	0.19	IEC EI	--	--	--	2R+Lock

Nota: Centro de control ELSE

Tabla 37
Ajustes de Sobrecorriente de los Recloser (Sobrecorriente De Tierra)

SOBRECORRIENTE DE TIERRA											
UBICACIÓN	CODIGO ELEMENTO DE PROTECCION	MARCA	MODELO	CARACTERISTICA	TC			TT			DIRECCIONALIDAD
					[pri.A]	[sec.A]	RTC	[pri.V]	[sec.V]	RTT	
Lado de Alta de Transformador 60kV-Barra CH03	RL_CR1.1P	SEG	CSP2	Existente	75	5	15	-	-	-	Adelante
Lado de Baja de Transformador 22.9kV-Barra CH03	RL_CR1.2P	SEG	CSP2	Existente	200	5	40	-	-	-	Adelante
Portico de salida 22.9kV-Barra CH03	RL_CR5.0_A	SEL	351R	Existente	500	1	500	-	-	-	Adelante
	RL_CR5.0_B	SEL	351R	Existente	500	1	500	-	-	-	Adelante
Derivación 1-D1 (Recloser)	RC_D1_A	SCHNEIDER	NULEC-ADVC	Nuevo	Sensor	-	-	-	-	-	Adelante
	RC_D1_B	SCHNEIDER	NULEC-ADVC	Nuevo	Sensor	-	-	-	-	-	Adelante
Derivación 2-D2(Recloser)	RC_D2_A	SCHNEIDER	NULEC-ADVC	Nuevo	Sensor	-	-	-	-	-	Adelante
	RC_D2_B	SCHNEIDER	NULEC-ADVC	Nuevo	Sensor	-	-	-	-	-	Adelante
Derivación 3-D3(Recloser)	RC_D3_A	SCHNEIDER	NULEC-ADVC	Nuevo	Sensor	-	-	-	-	-	Adelante
	RC_D3_B	SCHNEIDER	NULEC-ADVC	Nuevo	Sensor	-	-	-	-	-	Adelante

SOBRECORRIENTE DE TIERRA																
SISTEMA	Sn	Vn	In	$I_{F-10T}(min)$	TIEMPO INVERSO (51N) $I \geq 0.4xI_n$				I_{F-10T}	TIEMPO DEFINIDO (50N) $I \geq 1.25xI_{F-10T}$				RECONEXION	OBVS.	
	[kVA]	[kV]	[A]		[A]	$\triangleright$				$\triangleright$	CURVA	[A]	$\triangleright\triangleright$			$\triangleright\triangleright$
				[pri.A]		[sec.A]	[p.u]	[s]	[pri.A]	[sec.A]			[p.u]	[s]		[Tm=1s]
3PH	7000	60	67.358	-	15.0	1.00	0.200	0.175	IEC inverse	1209	300	20.00	4.000	0.01	-	
3PH	7000	22.9	176.483	-	24.0	0.60	0.120	0.110	IEC inverse	1209	800	20.00	4.000	0.01	-	
3PH	7000	22.9	176.483	-	20.0	0.04	0.040	0.1	IEC very inverse	172.28	215.3	0.43	0.43	0.1	-	
3PH	7000	22.9	176.483	-	20.0	0.04	0.040	0.1	IEC very inverse	172.28	215.3	0.43	0.43	0.1	-	
3PH	545	22.9	13.740	-	5.5	-		0.2	IEC inverse	138.4	173.1	-	-	-	-	
3PH	545	22.9	13.740	-	5.5	-	-	-	IEC inverse	-	-	-	-	-	-	
3PH	335	22.9	8.446	-	5.0	-	-	0.25	IEC inverse	123.3	154.1	-	-	-	-	
3PH	335	22.9	8.446	-	5.0	-	-	-	IEC inverse	-	-	-	-	-	-	
3PH	1145	22.9	28.868	-	11.5	-	-	0.45	IEC inverse	158.6	142.7	-	-	-	-	
3PH	1145	22.9	28.868	-	11.5	-	-	-	IEC inverse	-	-	-	-	-	-	

Nota: Elaboacion propia / DigSilent Power Factor

Tabla 38*Ubicación Y Características De Los Recloser*

Protection Device	Location	Branch	Manufacturer	Model	Stage (Phase)	Current [pri.A]	Current [sec.A]	Current [p.u.]
RC_D1_A	D1-ESE003NMT002403	003MT18241	Generic models	TOC + IOC for Phase-Earth-Neg.Seq + Recl	I>	17.90	17.90	17.90
					I>>	275.40	275.40	275.40
RC_D1_B	D1-ESE003NMT002403	003MT18241	Generic models	TOC + IOC for Phase-Earth-Neg.Seq + Recl	I>	1.50	1.50	1.50
					I>>	4.50	4.50	4.50
RC_D2_A	D2-ESE003NMT003346	003MT18231	Generic models	TOC + IOC for Phase-Earth-Neg.Seq + Recl	I>	11.00	11.00	11.00
					I>>	223.60	223.60	223.60
RC_D2_B	D2-ESE003NMT003346	003MT18231	Generic models	TOC + IOC for Phase-Earth-Neg.Seq + Recl	I>	1.50	1.50	1.50
					I>>	4.50	4.50	4.50
RC_D3_A	D3-ESE003NMT002655	003MT18082	Generic models	TOC + IOC for Phase-Earth-Neg.Seq + Recl	I>	37.50	37.50	37.50
					I>>	310.30	310.30	310.30
RC_D3_B	D3-ESE003NMT002655	003MT18082	Generic models	TOC + IOC for Phase-Earth-Neg.Seq + Recl	I>	1.50	1.50	1.50
					I>>	4.50	4.50	4.50
RL_CR1.1P	Chahuares 60	Tr3_Chahuares	Generic models	TOC + IOC for Phase-Earth-Neg.Seq + Recl	I>	90.00	6.00	1.20
					I>>	300.00	20.00	4.00
RL_CR1.2P	Chahuares 23	Tr3_Chahuares	Generic models	TOC + IOC for Phase-Earth-Neg.Seq + Recl	I>	210.00	5.25	1.05
					I>>	800.00	20.00	4.00
RL_CR5.0_A	N1(9)	SEC08	Generic models	TOC + IOC for Phase-Earth-Neg.Seq + Recl	I>	80.00	0.16	0.16
					I>>	500.00	1.00	1.00
RL_CR5.0_B	N1(9)	SEC08	Generic models	TOC + IOC for Phase-Earth-Neg.Seq + Recl	I>	750.00	1.50	1.50
					I>>	2250.00	4.50	4.50

Nota: Elaboracion propia / DigSilent Power Factory

SECCIONADORES DE REPETICIÓN O DE TRES ETAPAS

Los seccionadores de tres etapas se establecen según el tipo de sistema y el uso que se les dará. Los ajustes de sobrecorriente del seccionador de tres etapas se muestran en la Tabla 39 y 40.

Tabla 39

Ajustes De Sobrecorriente De Los Seccionadores De Repetición (Sobrecorriente De Fases)

SOBRECORRIENTE DE FASES			
UBICACIÓN	CODIGO ELEMENTO DE PROTECCIÓN	MODELO	CARACTERISTICA
T1:Troncal 1	F3E_T1.1	Tipo Expulsion	Fusible de Tres Etapas
T1:Troncal 1	F3E_T1.2	Tipo Expulsion	Fusible de Tres Etapas
T1:Troncal 1	F3E_T1.3	Tipo Expulsion	Fusible de Tres Etapas
T1:Troncal 1	F3E_T1.4	Tipo Expulsion	Fusible de Tres Etapas
D3:Derivación 3	F3E_D3.1	Tipo Expulsion	Fusible de Tres Etapas
D3:Derivación 3	F3E_D3.2	Tipo Expulsion	Fusible de Tres Etapas
D4:Derivación 4	F3E_D4	Tipo Expulsion	Fusible de Tres Etapas
D4:Derivación 4	F3E_D4.1	Tipo Expulsion	Fusible de Tres Etapas
D1:Derivación 1	FS_D1	Tipo Expulsion	Fusible Simple
D2:Derivación 2	FS_D2	Tipo Expulsion	Fusible Simple
D3:Derivación 3	FS_D3	Tipo Expulsion	Fusible Simple
D4:Derivación 4	FS_D4	Tipo Expulsion	Fusible Simple
TRANSFORMADOR 5kVA 22.9/0.220kV_1PH	FUSIBLE DE TRASFORMADOR 5kVA_1PH	Tipo Expulsion	Fusible Simple
TRANSFORMADOR 5kVA 22.9/0.440kV_1PH	FUSIBLE DE TRASFORMADOR 5kVA_1PH	Tipo Expulsion	Fusible Simple
TRANSFORMADOR 5kVA 22.9/0.460kV_1PH	FUSIBLE DE TRASFORMADOR 5kVA_1PH	Tipo Expulsion	Fusible Simple
TRANSFORMADOR 10kVA 22.9/0.220kV_1PH	FUSIBLE DE TRASFORMADOR 10kVA_1PH	Tipo Expulsion	Fusible Simple
TRANSFORMADOR 10kVA 22.9/0.440kV_1PH	FUSIBLE DE TRASFORMADOR 10kVA_1PH	Tipo Expulsion	Fusible Simple
TRANSFORMADOR 15kVA 22.9/0.220kV_1PH	FUSIBLE DE TRASFORMADOR 15kVA_1PH	Tipo Expulsion	Fusible Simple
TRANSFORMADOR 15kVA 22.9/0.440kV_1PH	FUSIBLE DE TRASFORMADOR 15kVA_1PH	Tipo Expulsion	Fusible Simple
TRANSFORMADOR 25kVA 22.9/0.220kV_1PH	FUSIBLE DE TRASFORMADOR 25kVA_1PH	Tipo Expulsion	Fusible Simple
TRANSFORMADOR 25kVA 22.9/0.440kV_1PH	FUSIBLE DE TRASFORMADOR 25kVA_1PH	Tipo Expulsion	Fusible Simple
TRANSFORMADOR 40kVA 22.9/0.220kV_1PH	FUSIBLE DE TRASFORMADOR 40kVA_1PH	Tipo Expulsion	Fusible Simple
TRANSFORMADOR 40kVA 22.9/0.440kV_1PH	FUSIBLE DE TRASFORMADOR 40kVA_1PH	Tipo Expulsion	Fusible Simple
TRANSFORMADOR 5kVA 22.9/0.220kV_2PH	FUSIBLE DE TRASFORMADOR 5kVA_2PH	Tipo Expulsion	Fusible Simple
TRANSFORMADOR 5kVA 22.9/0.440kV_2PH	FUSIBLE DE TRASFORMADOR 5kVA_2PH	Tipo Expulsion	Fusible Simple
TRANSFORMADOR 5kVA 22.9/0.460kV_2PH	FUSIBLE DE TRASFORMADOR 5kVA_2PH	Tipo Expulsion	Fusible Simple
TRANSFORMADOR 15kVA 22.9/0.220kV_2PH	FUSIBLE DE TRASFORMADOR 15kVA_2PH	Tipo Expulsion	Fusible Simple
TRANSFORMADOR 15kVA 22.9/0.440kV_2PH	FUSIBLE DE TRASFORMADOR 15kVA_2PH	Tipo Expulsion	Fusible Simple
TRANSFORMADOR 25kVA 22.9/0.220kV_2PH	FUSIBLE DE TRASFORMADOR 25kVA_2PH	Tipo Expulsion	Fusible Simple
TRANSFORMADOR 25kVA 22.9/0.440kV_2PH	FUSIBLE DE TRASFORMADOR 25kVA_2PH	Tipo Expulsion	Fusible Simple
TRANSFORMADOR 5kVA 22.9/0.380kV_3PH	FUSIBLE DE TRASFORMADOR 5kVA_3PH	Tipo Expulsion	Fusible Simple
TRANSFORMADOR 25kVA 22.9/0.380kV_3PH	FUSIBLE DE TRASFORMADOR 25kVA_3PH	Tipo Expulsion	Fusible Simple
TRANSFORMADOR 37.5kVA 22.9/0.380kV_3PH	FUSIBLE DE TRASFORMADOR 37.5kVA_3PH	Tipo Expulsion	Fusible Simple
TRANSFORMADOR 40kVA 22.9/0.380kV_3PH	FUSIBLE DE TRASFORMADOR 40kVA_3PH	Tipo Expulsion	Fusible Simple
TRANSFORMADOR 50kVA 22.9/0.380kV_3PH	FUSIBLE DE TRASFORMADOR 50kVA_3PH	Tipo Expulsion	Fusible Simple
TRANSFORMADOR 75kVA 22.9/0.380kV_3PH	FUSIBLE DE TRASFORMADOR 75kVA_3PH	Tipo Expulsion	Fusible Simple
TRANSFORMADOR 100kVA 22.9/0.220kV_3PH	FUSIBLE DE TRASFORMADOR 100kVA_3PH	Tipo Expulsion	Fusible Simple
TRANSFORMADOR 100kVA 22.9/0.380kV_3PH	FUSIBLE DE TRASFORMADOR 100kVA_3PH	Tipo Expulsion	Fusible Simple
TRANSFORMADOR 160kVA 22.9/0.380kV_3PH	FUSIBLE DE TRASFORMADOR 160kVA_3PH	Tipo Expulsion	Fusible Simple
TRANSFORMADOR 200kVA 22.9/0.380kV_3PH	FUSIBLE DE TRASFORMADOR 200kVA_3PH	Tipo Expulsion	Fusible Simple

SOBRECORRIENTE DE FASES								
SISTEMA	Sn	Vn	In	$I_{F-1\phi}(min)$	CALIBRACION DE FUSIBLE "IF"			OBVS.
					$I_F > (1.2 - 1.5) \times I_n$	ESCOGIDO	$I_F \leq 0.25 I_{F-1\phi} (R_F = 50\Omega)$	
	[kVA]	[kV]	[A]	[A]	[A]		[A]	
3PH	290	13.2	12.68	211.50	19	19K	53	12K
2PH	190	13.2	14.39	172.30	22	22K	43	12K
3PH	154	13.2	6.74	172.30	10	10K	43	12K
2PH	110	13.2	8.33	172.30	13	13K	43	12K
2PH	75	13.2	5.68	158.58	9	9K	40	8K
2PH	95	13.2	7.20	158.58	11	11K	40	8K
2PH	260	22.9	6.56	110.34	10	10K	28	15K
2PH	115	22.9	5.02	110.34	8	8K	28	15K
2PH	260	22.9	6.56	110.34	10	10K	28	15K
2PH	95	13.2	7.20	158.58	11	11K	40	15K
2PH	260	22.9	6.56	110.34	10	10K	28	15K
2PH	95	13.2	7.20	158.58	11	11K	40	15K
1PH	5	13.2	0.38		1	1K		
1PH	5	13.2	0.38		1	1K		
1PH	5	13.2	0.38		1	1K		
1PH	10	13.2	0.76		1	1K		
1PH	10	13.2	0.76		1	1K		
1PH	15	13.2	1.14		1	1K		
1PH	15	13.2	1.14		1	1K		
1PH	25	13.2	1.89		2	2K		
1PH	25	13.2	1.89		2	2K		
1PH	40	13.2	3.03		4	4K		5K
1PH	40	13.2	3.03		4	4K		5K
2PH	5	22.9	0.22		1	1K		
2PH	5	22.9	0.22		1	1K		
2PH	5	22.9	0.22		1	1K		
2PH	15	22.9	0.66		1	1K		
2PH	15	22.9	0.66		1	1K		
2PH	25	22.9	1.09		1	1K		
2PH	25	22.9	1.09		1	1K		
3PH	5	22.9	0.13		1	1K		
3PH	25	22.9	0.63		1	1K		
3PH	37.5	22.9	0.95		1	1K		
3PH	40	22.9	1.01		1	1K		
3PH	50	22.9	1.26		2	2K		
3PH	75	22.9	1.89		2	2K		
3PH	100	22.9	2.52		3	3K		
3PH	100	22.9	2.52		3	3K		
3PH	160	22.9	4.03		5	5K		
3PH	200	22.9	5.04		6	6K		

Nota: Elaboracion propia / DigSilent Power Factory

Tabla 40*Ubicación Y Características De Los Seccionadores De 3 Etapas*

Protection Device	Location	Branch	Manufacturer	Model	Stage (Phase)	Current [pri.A]	Current [sec.A]	Current [p.u.]
F3E_D4-D3	D4-ESE003NMT021687	003MT02053	S&C	8K Positrol-165-62	F3E_D4-D3	8.00		
F3E_D4.1	ESE003NMT022055	003MT15617	S&C	15K Positrol-165-62	F3E_D4.1	15.00		
F3E_T1	ESE003NMT002513	003MT10160	S&C	12K Positrol-165-62	F3E_T1	12.00		
FS_D1	ESE003NMT003223	003MT00112	S&C	10T Positrol-170-62	FS_D1	10.00		
FS_D2	ESE003NMT021454	003MT01757	S&C	10T Positrol-170-62	FS_D2	10.00		
FS_D3	ESE003NMT020778	003MT18001	S&C	10T Positrol-170-62	FS_D3	10.00		
FS_D4	ESE003NMT022085	003MT18114	S&C	25T Positrol-170-62	FS_D4	25.00		
FS_T1	ESE003NMT002497	003MT02080	S&C	15T Positrol-170-62	FS_T1	15.00		

Nota: Elaboracion propia / DigSilent Power Factory

5.4.6. Ubicación de Puntos Para Recloser y Seccionadores de Repetición

Para determinar la ubicación de los puntos, se revisa y examina la base de datos GIS - ELSE. Esta base de datos incluye detalles sobre la línea de alimentación CH 03 de 22,9 kV, como los códigos correspondientes de las estructuras, los tipos de armadura, los trazados de las líneas, etc. Se seleccionan las ubicaciones de los seccionamientos ya existentes y que además tienen derivaciones largas o longitudes de línea notablemente largas.

Las posiciones de estos lugares se muestran en la figura 29, y las tablas 41 y 42 enumeran la siguiente información: dirección del lugar, zona o derivación protegida, tipo de sistema (monofásico, bifásico o trifásico) y nodo de MT (la estructura o el poste de la red de 22,9 kV).

Tabla 41*Ubicación Y Zona De Derivación De Los Recloser*

Nodo MT	Direccion / Ubicación	Zona protegida o derivacion	Topo de sistema 1Ø, 2Ø, 3Ø
ESE003ALIMENTADOR000010	SET CHAHUARES	TRONCAL PRINCIPAL	3Ø
ESE003NMT003164	KITENI - DERV. SAN MIGUEL	D1 - HASTA CONCEVIDAYOC ALTO	NULL
ESE003NMT003346	KITENI - DERV. IVOCHOTE	D2- HASTA MALANKIATO	3Ø
ESE003NMT002656	KITENI	D3-D4 - HASTA SAN GUIVENI	3Ø

Nota: Elaboración propia / DigSilent Power Factory

Tabla 42

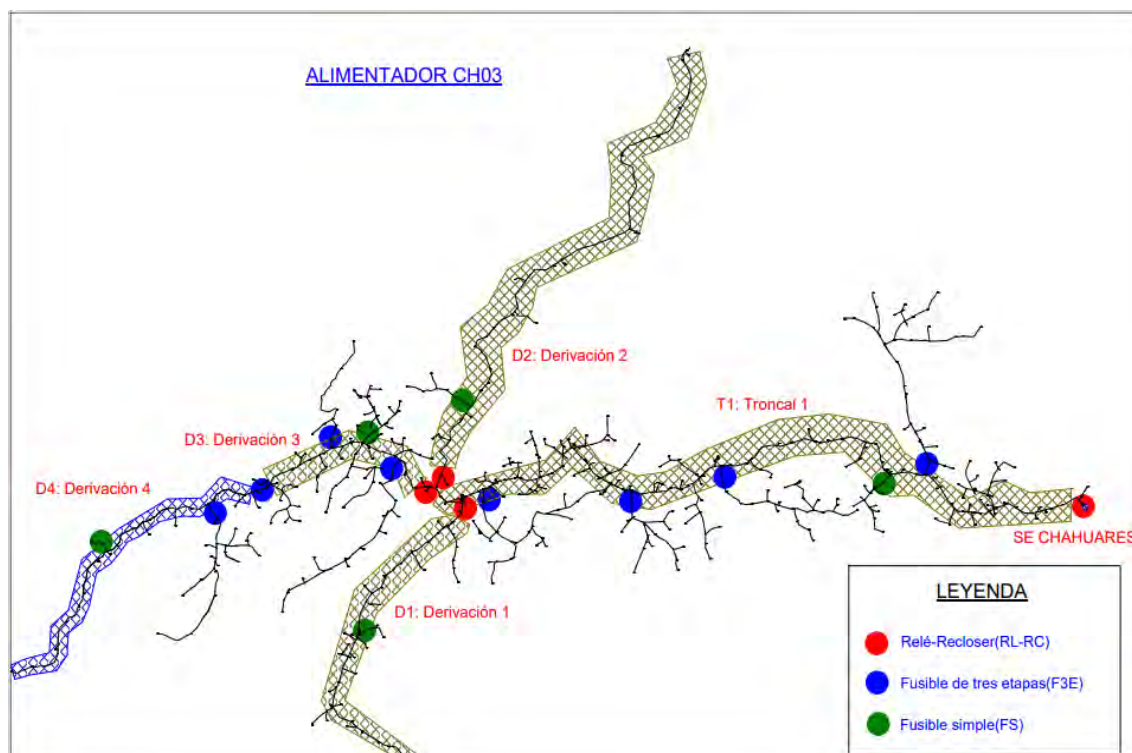
Ubicación Y Zona De Derivación De Los Seccionadores De 3 Etapas

Nodo MT	Dirección / Ubicación	Zona protegida o derivación	Topo de sistema 1Ø, 2Ø, 3Ø
ESE003ALIMENTADOR030453	AGUA BLANCA	TRONCAL PRINCIPAL - HASTA ARTILLERIA	3Ø
ESE003NMT031610	KORIBENI	TRONCAL PRINCIPAL - HASTA MONTERRICO	3Ø
ESE003NMT030293	SAN MIGUEL II	TRONCAL PRINCIPAL - HASTA MATERIATO	3Ø
ESE003NMT002656	KITENI	TRONCAL PRINCIPAL - HASTA KITENI	3Ø
ESE003NMT002656	DERIV. ALTO LAGUNAS	TRONCAL PRINCIPAL - ALTO LAGUNAS	3Ø
ESE003NMT030931	ALTO ITARIATO	TRONCAL PRINCIPAL - TIRINGABENI	3Ø
ESE003NMT031373	SHIMAA 03	TRONCAL PRINCIPAL - HASTA QUITARAPAKIARI	3Ø
ESE003NMT031449	DERIV. CIGAKIATO II	TRONCAL PRINCIPAL - HASTA SHIRIMPIARI	3Ø

Nota: Elaboración propia / DigSilent Power Factory

Figura 30

Posición de los dispositivos de seguridad en la red de media tensión CH03.



Nota: Elaboración propia / DigSilent Power Factory

5.4.7. Coordinación De Los Equipos De Protección Del Alimentador De Media Tensión CH03

En nuestro estudio contamos con el Alimentador de MT CH03 cuya característica es radial, por tal motivo, el sistema de protección de esta red de distribución, consta de protecciones como relés, recloser, seccionadores de repetición y fusibles, para lo cual, se enfoca la coordinación de las curvas de actuación, de la siguiente manera:

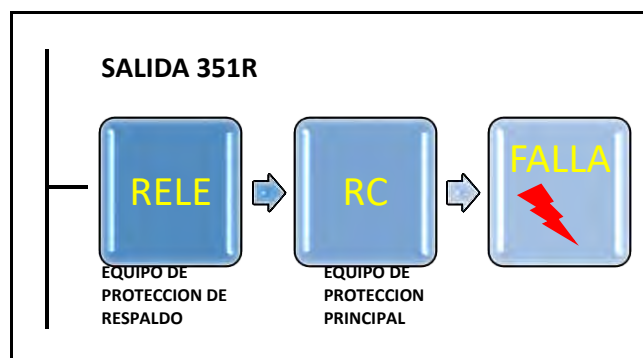
- Coordinación entre Relé – Recloser.
- Coordinación entre Recloser – Recloser.
- Coordinación entre Recloser – Seccionador de repetición.
- Coordinación entre Recloser – Fusibles (cut outs)

5.4.8. Coordinación Entre Relé – Recloser

La coordinación entre el relé SEL 351R instalado en el nivel de 22.9 kV que comanda al interruptor INT-02 de la S.E. de Chahuares y el recloser RC INT-05 también en nivel de 22.9 kV se da de la siguiente manera:

Por ejemplo, las salidas de nuestra subestación de distribución se producen mediante el accionamiento de interruptores controlados por relés.

El relé que transmite la señal de apertura al interruptor y el reconectador aguas abajo trabajan juntos para controlar el reconectador en el alimentador. En caso de una contingencia sistémica, el reconectador debe terminar su ciclo de operación más rápido que el relé. Para evitar que el relé reaccione a este tipo de reconexión, la curva de tiempo-corriente del relé debe colocarse por encima de la curva de tiempo-corriente del reconectador correspondiente, como se ilustra en la Figura 30.

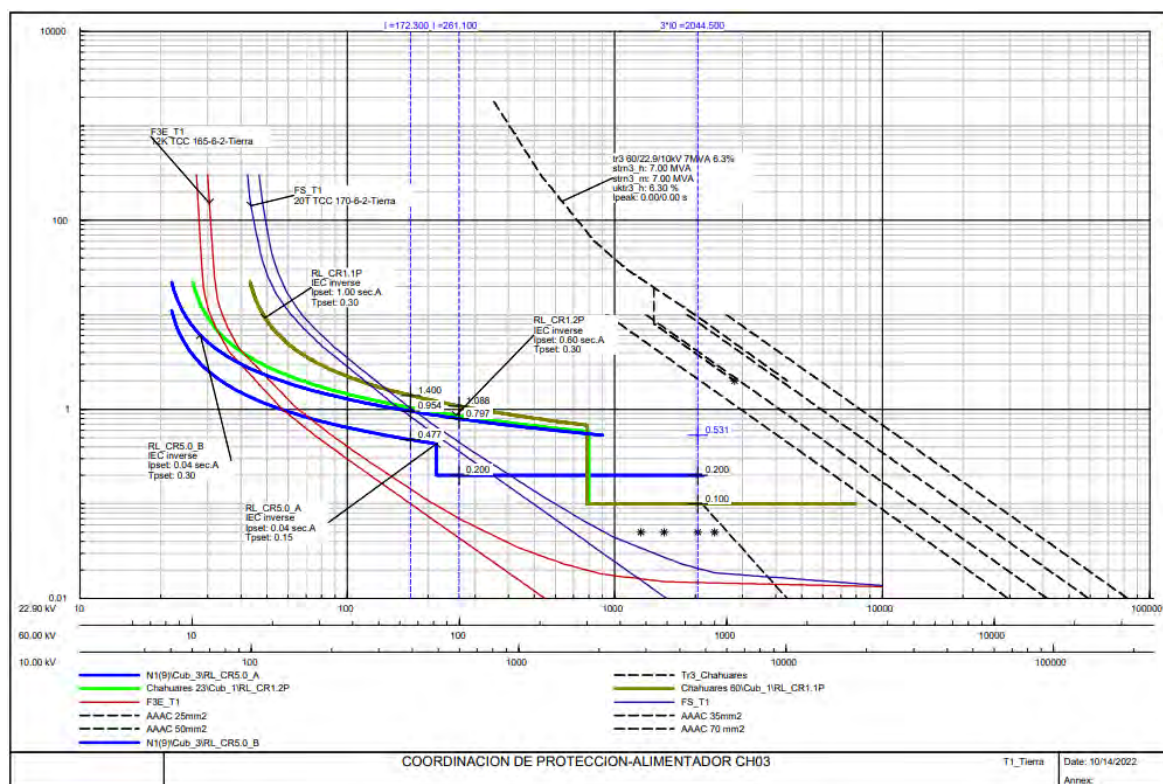
Figura 31*Coordinación Relé –Recloser**Nota:* Elaboración propia

El reconectador RC INT-05 debe dispararse tantas veces como sea necesario para cualquier falla en la red de 22,9 kV, pero el relé SEL 351R no debe terminar su ciclo de disparo. En este sentido, la curva característica del relé y la curva tiempo-corriente del reconectador deben ser menores.

Figura 32

Figura 33

Curva De Coordinación Entre Rele SEL351R Y Recloser Visto En El T1 – Troncal Principal En Nivel De Tensión 22.9 Kv. (Coordinación De Tierra)



Nota: Elaboración propia / DigSilent Power Factory

5.4.9. Coordinación Recloser – Recloser

Los parámetros de corriente mínima de disparo (Pick-up) y tiempo de retardo (Tpset) determinan la eficacia de los reconectadores para proteger contra sobrecorrientes. Esto permite que el MV Feeder CH03 sea lo suficientemente sensible para identificar muchos tipos de eventualidades.

Para lograr un funcionamiento óptimo de sus arranques o disparos, los reconectadores se coordinan entre sí. Esto se logra, como se ilustra en la Figura 33, si el reconectador primario, que es el más cercano a la ubicación de la falla, se dispara por cualquier tipo de falla sin discriminación, aguas abajo del mismo sin que el reconectador de respaldo, que es el más alejado, realice ninguna operación.

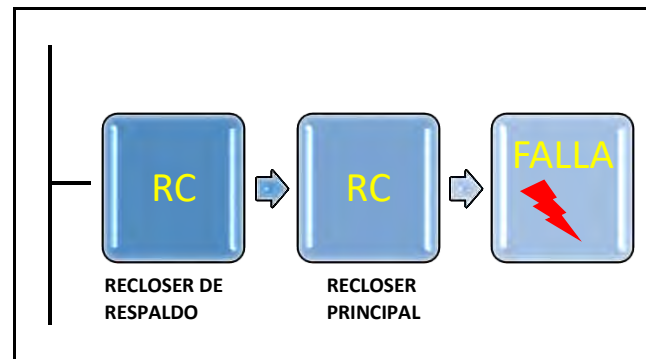
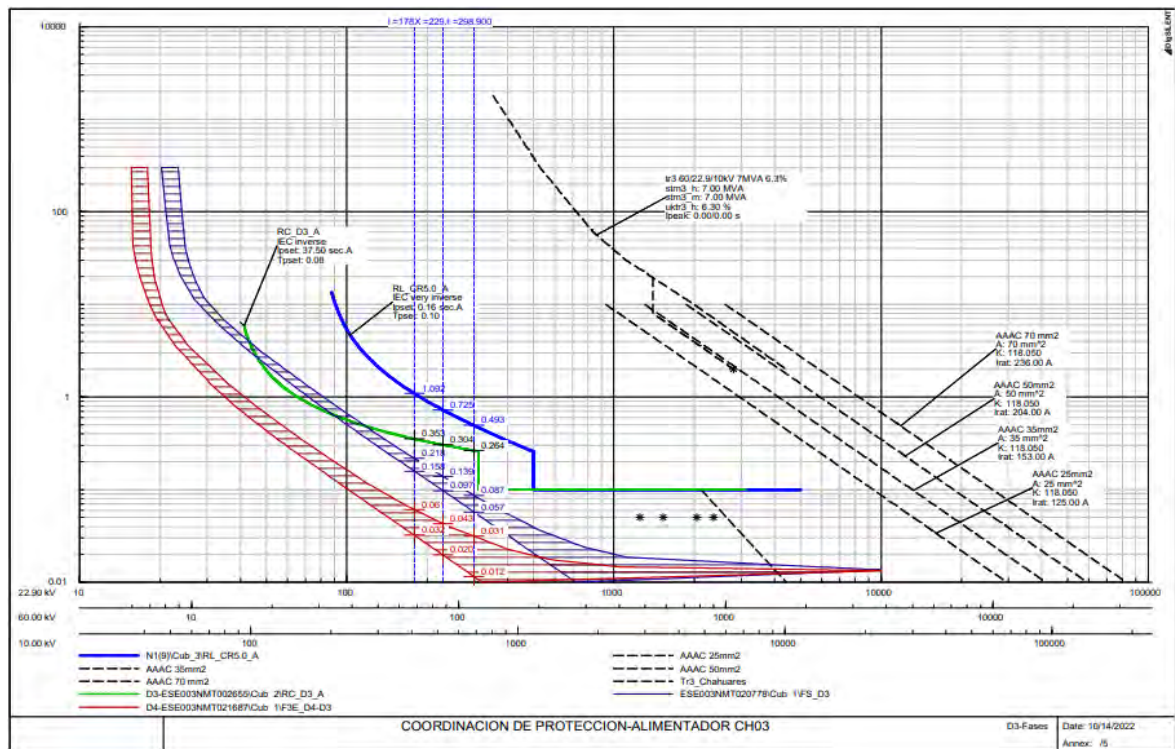
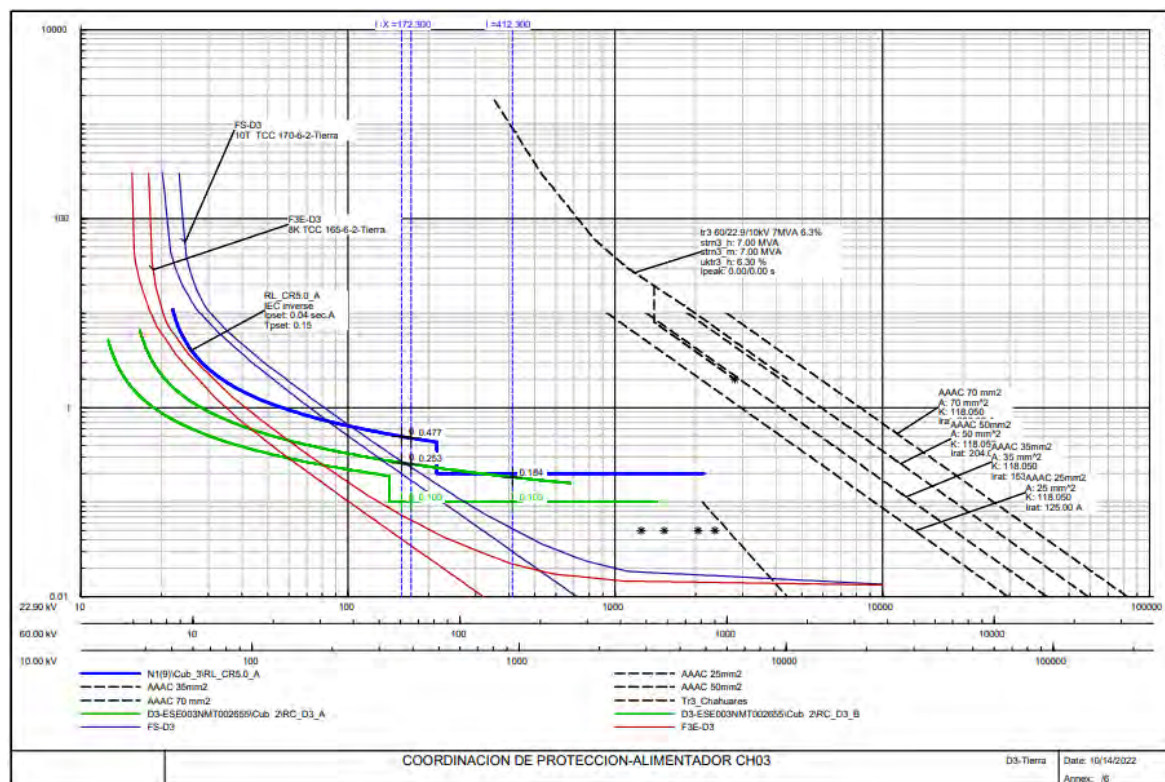
Figura 34*Coordinación Recloser – Recloser**Nota: Elaboración propia***Figura 35***Curva De Coordinación Entre Recloser Y Recloser Visto En El D3 – Troncal Principal En Nivel De Tensión 22.9 Kv. (Coordinación De Fases)**Nota: Elaboracion propia / DigSilent Power Factory*

Figura 36

*Curva De Coordinación Entre Recloser Y Recloser Visto En El D3 – Troncal Principal
En Nivel De Tensión 22.9 Kv. (Coordinación De Tierra)*



Nota: Elaboración propia / DigSilent Power Factory

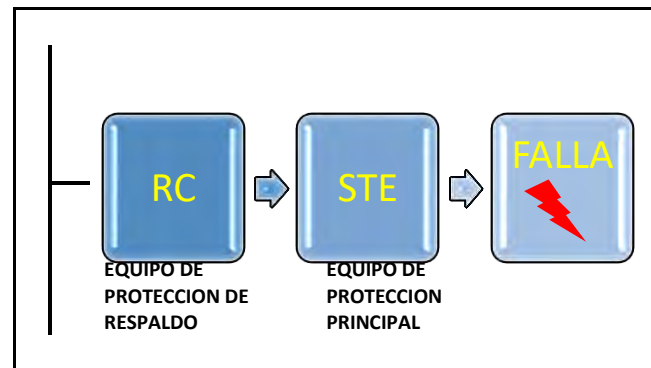
5.4.10. Coordinación Entre el Recloser – Seccionador de Tres Etapas

En la red troncal existe ningún seccionador de tres etapas, a pesar de que se cuenta con una red monofásica, con una extensión aproximada de 800 km en todo el recorrido referente a esta red, por tanto, está aguas abajo del recloser (RC) que se encuentra en la salida de la Subestación de Chahuales. Del mismo modo para los otros reclosers se tienen seccionadores de repetición aguas abajo. En ese sentido, la coordinación es para cada recloser con seccionadores de repetición indicados en la Tabla 42.

Cuando se simuló el flujo de carga utilizando el programa DIgSILENT Power Factory 15.1, se comprobó que las corrientes en los lugares elegidos para la instalación del seccionador repetidor eran inferiores a 40,5 A. Como resultado, la coordinación se realizó gráficamente, como se ilustra en la Figura 36.

Figura 37

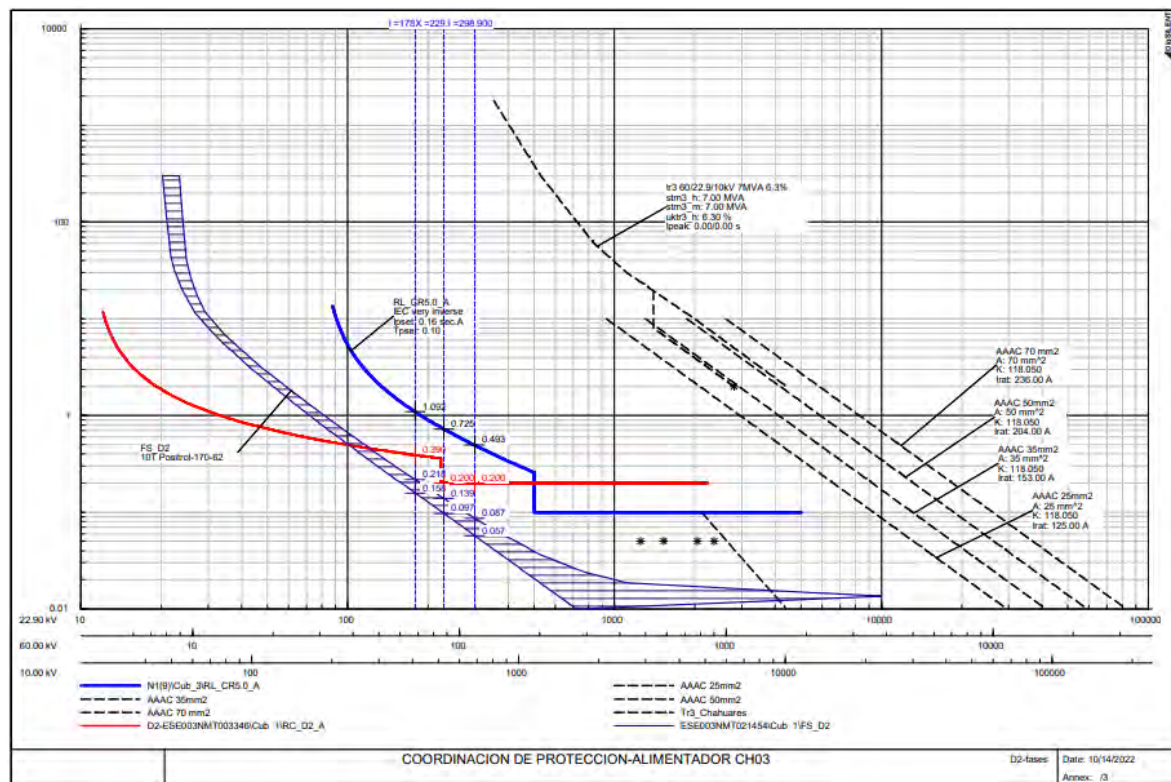
Coordinación Entre Recloser – Seccionador De 3 Etapas



Nota: Elaboracion propia / DigSilent Power Factory

Figura 38

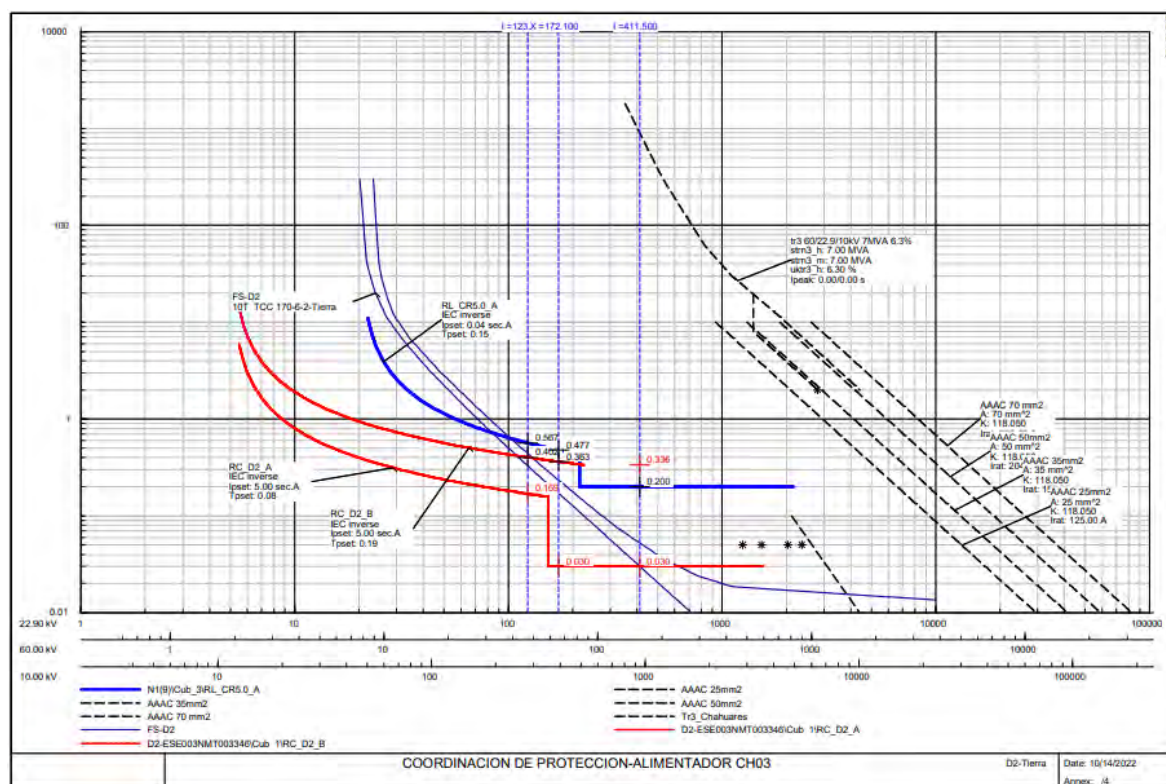
Curva De Coordinación Entre Recloser Y Seccionador De 3 Etapas Visto En El D2 – Troncal Principal En Nivel De Tensión 22.9 Kv. (Coordinación De Fases)



Nota: Elaboracion propia / DigSilent Power Factory

Figura 39

Curva De Coordinación Entre Recloser Y Seccionador De 3 Etapas Visto En El D2 – Troncal Principal En Nivel De Tensión 22.9 Kv. (Coordinación De Tierra)



Nota: Elaboracion propia / DigSilent Power Factory

5.4.11. Coordinación Entre Recloser – Fusible

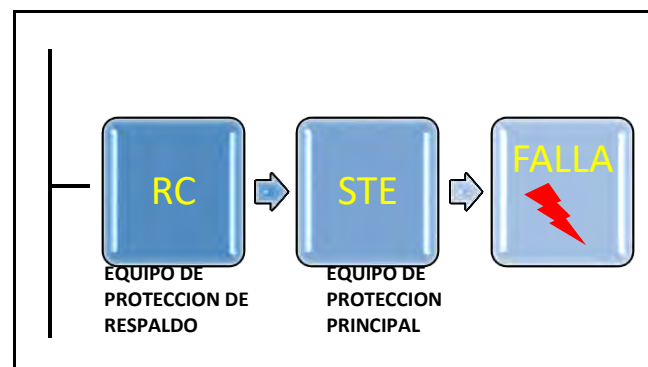
Los fundamentos de la coordinación se aplican en la coordinación entre el reconectador y el fusible; el reconectador del lado de la fuente elimina los problemas transitorios de la red, mientras que el fusible más cercano a la falla debe aislarla para reducir el área de problemas, ya que las fallas son permanentes.

Para lograr este objetivo se emplea la coordinación de la curva tiempo-corriente con parámetros de ajuste. Los factores de ajuste permiten coordinar los fusibles con los reconectadores para que la rápida acción de estos últimos no dañe a los primeros. Las siguientes son las pautas fundamentales de coordinación que emplearé:

- El tiempo mínimo de fusión del fusible debe ser mayor que el tiempo de trabajo de apertura rápida del reconectador, multiplicado por un factor, para todos los valores factibles de la corriente de cortocircuito en la ubicación del fusible. Esto permite evitar el daño o la fatiga del fusible.
- El tiempo máximo de despeje del fusible no deberá exceder el tiempo de funcionamiento del reconectador de apertura lenta para todos los valores nominales potenciales de corriente de cortocircuito en el lugar donde esté montado el fusible.

Figura 40

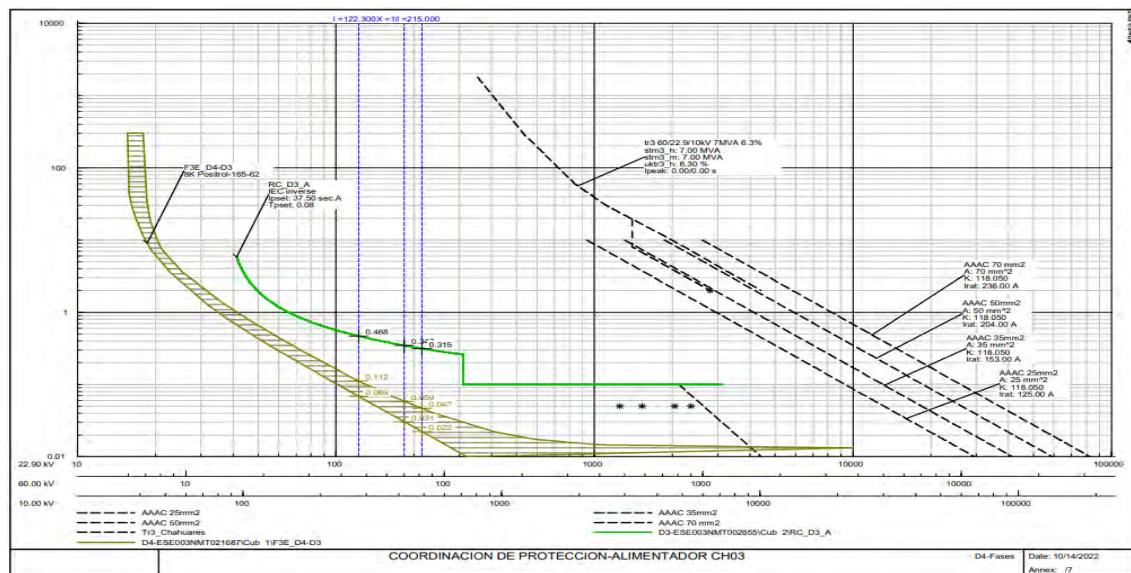
Coordinación Entre Recloser – Fusible



Nota: Elaboracion propia / DigSilent Power Factory

Figura 41

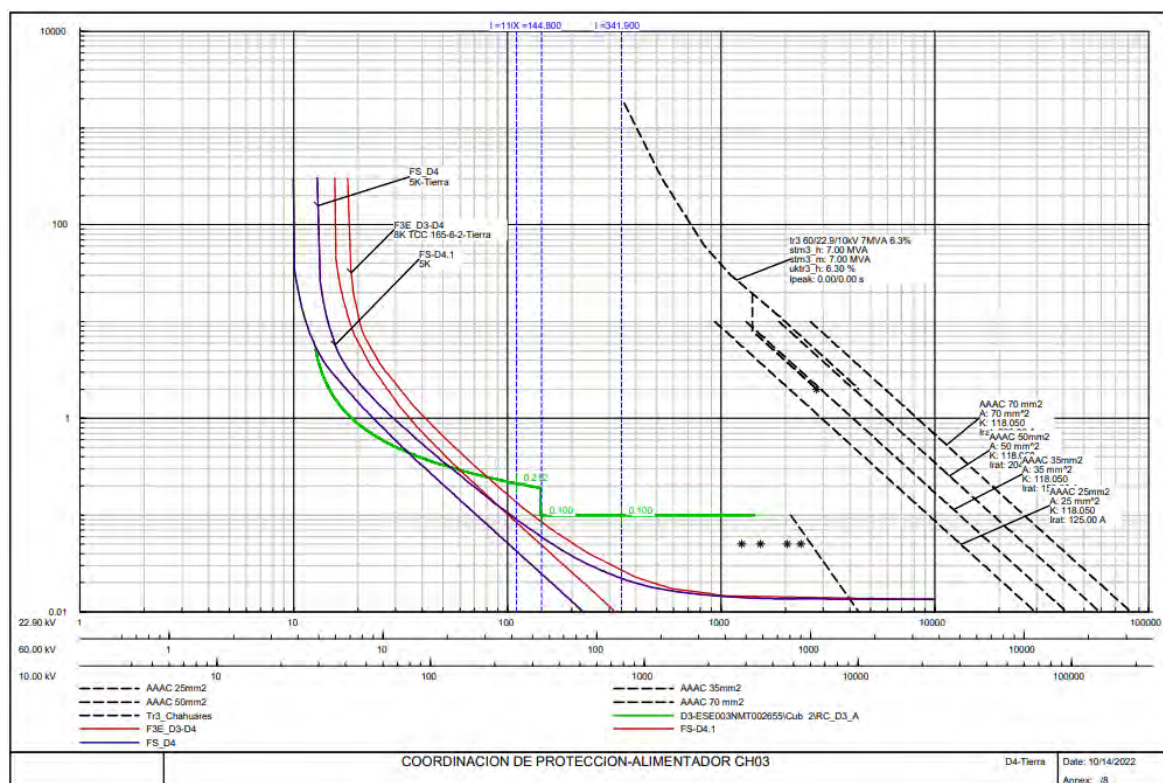
Curva De Coordinación Entre Recloser Y Fusible Visto En El D4 – Troncal Principal En Nivel De Tensión 22.9 Kv. (Coordinación De Fases)



Nota: Elaboracion propia / DigSilent Power Factory

Figura 42

Curva De Coordinación Entre Recloser Y Fusible Visto En El D4 – Troncal Principal En Nivel De Tensión 22.9 Kv. (Coordinación De Tierra)



Nota: Elaboracion propia / DigSilent Power Factory

5.5. Determinación de Resultados

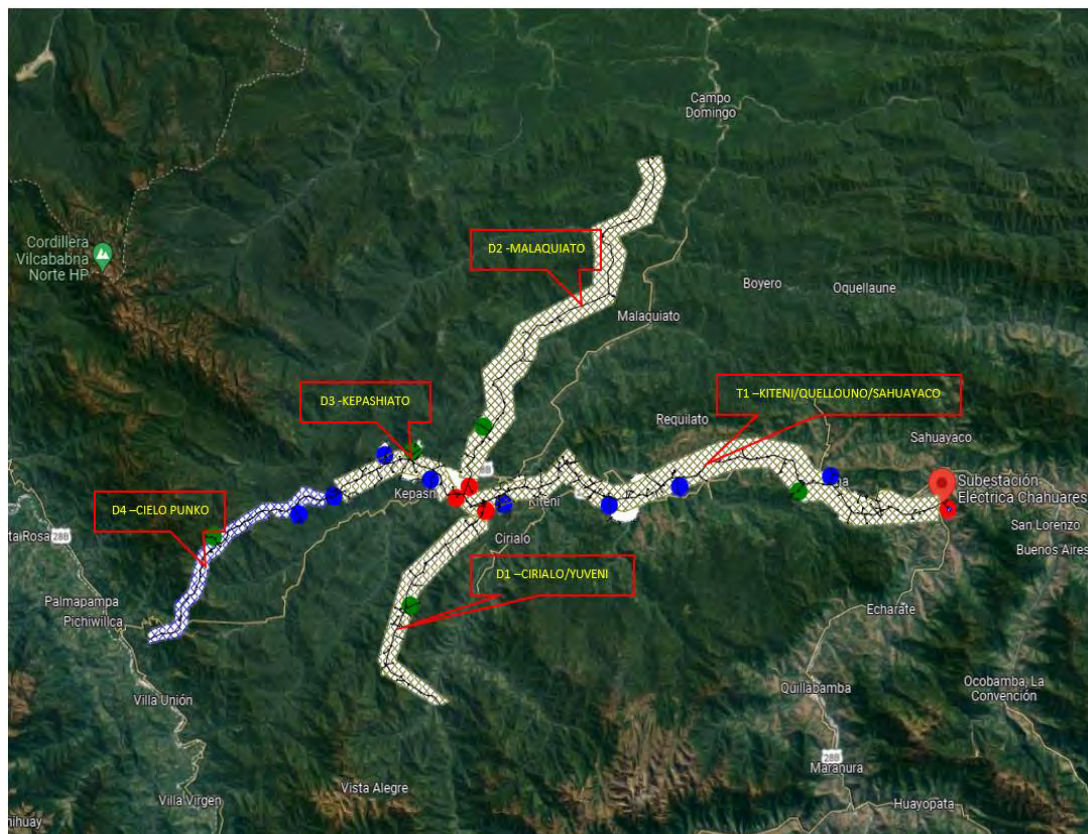
5.5.1. Determinación Mediante el Análisis de Corto Circuito en El Sistema de Distribución CH03

Para nuestro análisis de fallas en la red de distribución del alimentador en media tensión CH03, se debe tener en cuenta el detalle de cada elemento de la red (Subestaciones), donde haya una protección eléctrica, ya sean recloser o fusibles.

Para ello, se ha designado diferentes nombres y derivaciones a cada zona donde se ha de implementar protección, como se evidencia en la Figura 42.

Figura 43

Distribución de zonas de coordinación



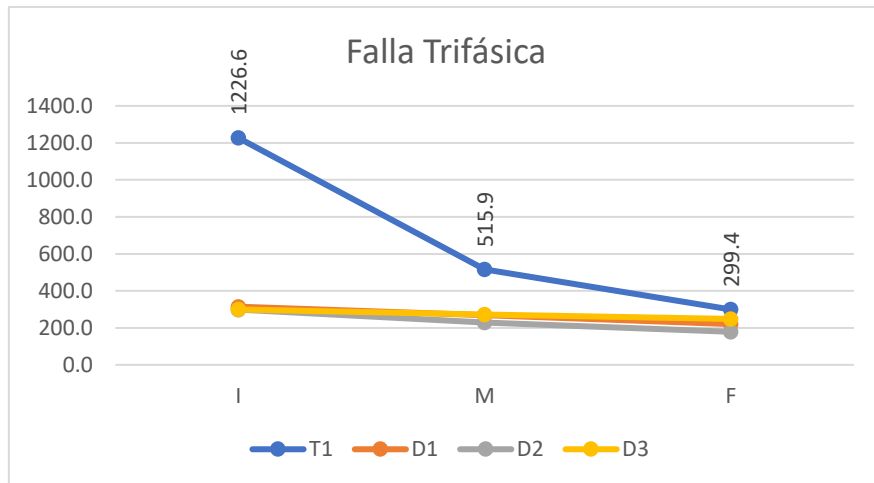
Nota: Elaboracion propia / DigSilent Power Factory

Estas corrientes han sido obtenidas en el programa DIgSILENT Power Factory, con las simulaciones de corto circuito según la norma IEC 60909, que corresponde un modelo adecuado a las redes de distribución.

Asimismo cabe sugerir, que el análisis de corto circuito, se ha desarrollado en puntos importantes para el ajuste de las protecciones eléctricas “Zonas”, y cada uno, están definidas en derivaciones como se muestran en la Figura 42, obteniéndose los siguientes resultados

Figura 44

Falla Trifásica

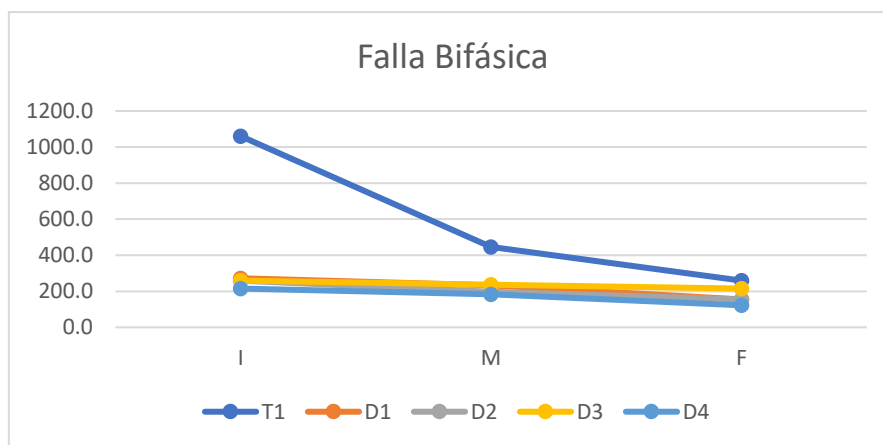


Nota: Elaboracion propia / DigSilent Power Factory

De la Figura 43, las fallas trifásicas practicadas en diferentes puntos de análisis, como referencia la troncal principal.

Figura 45

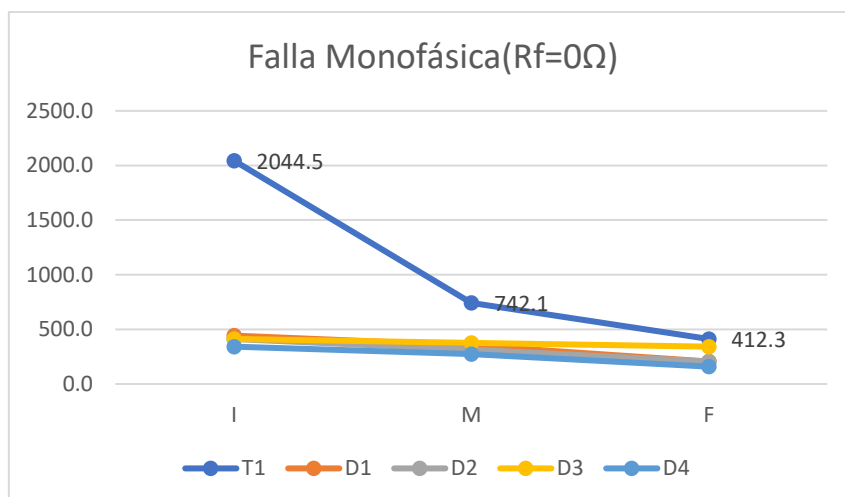
Falla Bifásica



Nota: Elaboracion propia / DigSilent Power Factory

Figura 46

Falla Monofásica ($R_f=0\Omega$)

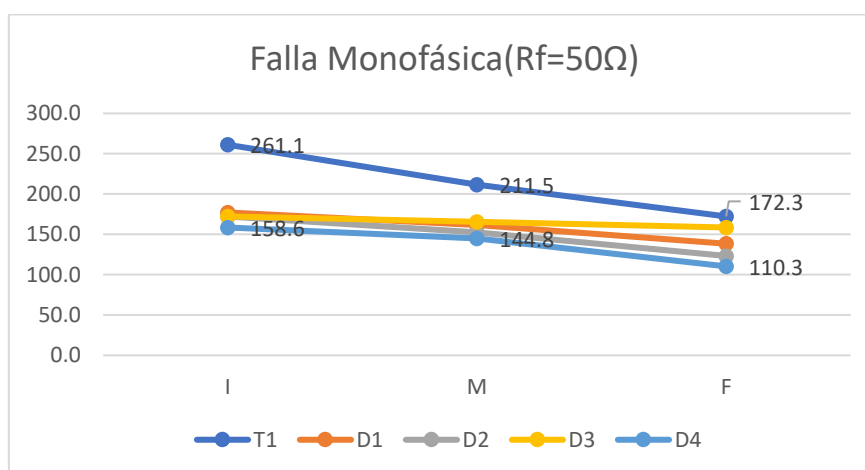


Nota: Elaboracion propia / DigSilent Power Factory

De la Figura 45, las fallas monofásicas practicadas en diferentes puntos de
Análisis con una resistencia de falla de cero Ohmios, como referencia la troncal principal.

Figura 47

Falla Monofásica ($R_f=50\Omega$)



Nota: Elaboracion propia / DigSilent Power Factory

De la Figura 46, las fallas monofásicas practicadas en diferentes puntos de
Análisis con una resistencia de falla de cincuenta Ohmios, como referencia la troncal principal.

Criterios de ajuste

- Curvas: IEC Very Inverse (VI) para coordinación entre relés y fusibles.
- Márgenes mínimos de coordinación:
 Fusible ↔ Recloser: 0.25-0.35 s
 Recloser ↔ Relé cabecera: 0.30-0.50 s
- Pickups:
 51P (fase): $1.2-1.5 \cdot I_{load}$
 51N (tierra): $0.2-0.4 \cdot I_{falla\ mínima\ tierra}$
- Recierres: secuencia 2 rápidos + 1 lento para el recloser.

Cálculos ilustrativos de ajustes

Para nuestro estudio se tiene:

- Corriente nominal alimentador: 303 A
- Corriente de cortocircuito 3ϕ en cabecera: 7.8 kA
- Corriente de falla monofásica a tierra mínima en extremo: 0.9 kA

Relé de cabecera

- 51P: pickup ≈ 394 A; TMS ≈ 0.14
- 51N: pickup ≈ 225 A; TMS ≈ 0.16
- 50P inst.: 10–12 kA
- 50N inst.: 2 kA

Recloser R1

- 51P: pickup ≈ 260 A; TMS $\approx 0,10$
- 51N: pickup ≈ 250 A; TMS $\approx 0,12$
- Recierres: 2 rápidos (0,1 s), 1 lento (0,5 s)

Fusibles derivación

- Tipo K, 80 A

Validación y comparación con el sistema actual

Sistema actual

- Curvas de protección con traslapes entre recloser y relé de cabecera.
- SAIFI = 1,8; SAIDI = 3,5 h/año.
- Operación de fusibles en fallas transitorias $\rightarrow$ mayores interrupciones.

Sistema propuesto

- Curvas TCC con márgenes claros entre fusible–recloser–relé.
- SAIFI proyectado: 1,2 ($\downarrow 33\%$).
- SAIDI proyectado: 2,4 h/año ($\downarrow 31\%$).
- Recierres exitosos en $\geq 80\%$ de fallas temporales.

En base a lo descrito se tiene las siguientes tablas:

Tabla 43

Ajustes propuestos de protecciones para el alimentador CH03

Dispositivo	Función	Pickup (A)	Curva / TMS	Inst. (kA)	Recierres
Relé de cabecera	51P (Fase)	394 A (1,3·In)	VI / 0,14	10–12 kA	2 rápidos + 1 lento
Relé de cabecera	51N (Tierra)	225 A (0,25·Ifalla)	VI / 0,16	2 kA	—
Recloser R1	51P (Fase)	260 A (1,3·In)	VI / 0,10	4–6 kA	2 rápidos + 1 lento
Recloser R1	51N (Tierra)	250 A (0,25·Ifalla)	VI / 0,12	1,5 kA	—
Fusible derivación	—	80 A	Curva K	—	—

Nota: Elaboracion propia / DigSilent Power Factory

Tabla 44

Tabla comparativa de indicadores

Indicador	Actual	Propuesto	Mejora
SAIFI	1,8	1,2	-33%
SAIDI (h/año)	3,5	2,4	-31%
% Recierres exitosos	55%	≥80%	25%
Márgenes TCC	0,1–0,2 s	0,3–0,5 s	Mejor selectividad

Nota: Elaboracion propia / DigSilent Power Factory

La propuesta de coordinación de protecciones en el alimentador CH03 mejora de manera significativa la selectividad y confiabilidad del sistema, al reducir la frecuencia y duración de las interrupciones (SAIFI y SAIDI), garantizar la detección de fallas de baja magnitud y evitar la operación indebida de fusibles en fallas transitorias.

De este modo, el sistema de distribución cumple con los criterios de eficiencia y confiabilidad establecidos por las normativas peruanas (CNE, NTCSE), contribuyendo a la mejora de la calidad del servicio eléctrico en Quillabamba.

CONCLUSIONES Y SUGERENCIAS

CONCLUSIONES

- Se demostró que la falta de una adecuada coordinación de protecciones en el alimentador CH03 de Quillabamba generaba tiempos de despeje inadecuados y superposición de curvas de actuación, lo que comprometía la confiabilidad y continuidad del servicio eléctrico. Esta situación confirma la hipótesis general, en la cual se establecía que el rediseño y ajuste óptimo de los dispositivos de protección mejoraría la eficiencia operativa del sistema.
- La simulación de las curvas de tiempo–corriente de los dispositivos de protección permitió identificar que, en el estado actual, existían zonas de falta de selectividad entre los relés 51P y 51N con respecto a los fusibles de respaldo. Esto validó la hipótesis específica 1, al demostrar que un diagnóstico detallado del sistema evidenció los problemas recurrentes en la coordinación de protecciones.
- Los ajustes propuestos, considerando los criterios de tiempo de operación, selectividad, sensibilidad y confiabilidad, mostraron que la nueva configuración de protecciones permite un despeje más rápido y selectivo de las fallas. De esta forma se comprobó la hipótesis específica 2, referida a que la aplicación de una metodología de coordinación con criterios técnicos y normativos mejora la respuesta del sistema.
- La comparación entre el sistema de protección actual y la propuesta evidenció una reducción significativa en los tiempos de operación de los dispositivos principales y secundarios, además de eliminar la falta de coordinación encontrada inicialmente. Esto confirma la hipótesis específica 3, al demostrar que la validación técnica mediante simulaciones respalda la eficacia de la propuesta.

- En conjunto, la implementación de los ajustes y criterios de coordinación propuestos para el alimentador CH03 garantiza mayor seguridad, confiabilidad y continuidad en el suministro eléctrico, lo que demuestra que la hipótesis general y las específicas han sido confirmadas plenamente con los resultados obtenidos.

SUGERENCIAS

- Se recomienda implementar un plan de mantenimiento preventivo en los tramos críticos identificados, priorizando la revisión de las protecciones y el estado físico de las líneas para minimizar las interrupciones recurrentes.
- Se sugiere la instalación de registradores de fallas y sistemas de monitoreo en tiempo real, con el fin de identificar con mayor precisión las causas y la ubicación exacta de las fallas, optimizando la respuesta del personal operativo.
- Es aconsejable realizar actualizaciones periódicas de los ajustes de protección, considerando la variabilidad en la carga y las expansiones futuras de la red, para mantener la coordinación y selectividad de los dispositivos.
- Se plantea como línea futura de investigación el análisis de esquemas de protección más avanzados, como protecciones adaptativas o basadas en comunicación, que permitan mejorar aún más la confiabilidad y la eficiencia del alimentador.

BIBLIOGRAFÍA

(2010). *NORMA DGE - TERMINOLOGÍA EN ELÉCTRICIDAD*. LIMA: MINEN.
 Plan de Transmisión COES.
 Guía Básica de la Gestión de la Demanda Eléctrica.
 Metodología de la Investigación Científica- Alberto Ramírez González-
 Pontificia Universidad Javeriana -Colombia.
 Criterio de Ajuste y Coordinación de los Sistemas de Protección del SEIN-
 Julio_2020.
 Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia - Bernandino Rojas Vera-
 Junio_2003
 Protecciones electricas- Gilberto Carrillo Caicedo- octubre 2007.
 Protección de Sistemas Eléctricos- Samuel Ramírez Castaño- Primera edición.
 Análisis de Sistemas de Potencia- John J. Grainger & Willian D. Stevenson.
 Computer Relaying for Power Systems-Arun G. Phadke & James S. Thorp-
 Second Edition.
 Electric Power Substations Engineering- John D. McDonald - Second Edition.
 Electrical Energy Systems- Mohamed E. El-Hawari - Third Edition.
 Análisis de Sistemas de Potencia- Rafael Pumacayo & Rubén Romero L1983.
 Sistemas Eléctricos de Potencia -Ing. Moises Ventosilla Zevallos -1982.
 Modeling Relays for Power System Protection Studies - Sandro A. Perez- Canada
 Simulación de Sistemas Eléctricos- Zamora & Sainz & Fernandez - España
 2005.

MANUALES Y CATALOGOS

Criterios de Ajuste y Coordinación de los Sistemas de Protección del SEIN.
 Curso de Sistemas de Protección - Electronica de Potencia (EDP) - 2012.
 Modeling of a Protective Digital Relay in a Real Time Digital Simulator-
 Normann Fischer.
 Technical Manual Transformer Differential Protection- Relay Areva Micom
 P632.
 Technical Manual Line Distance Protection- Relay Alstom Micom P442.
 Selección y Regulación de Protecciones en Sistemas Electricos de Distribucion y
 transmision mediante el Siftware Digsilent.
 Digsilent Power Factory Software Manual- Version 14- Germany 2008.
 Guide to Low Voltage System Design and Selectivity.
 Technical Manual Relay General Electric- SR735.

Technical Manual Relay ABB- REJ 525.

Desarrollo energetico del Sur- Osinergmin.

ANEXOS

Lista de eventos. (digital)

Ajuste actual de curvas de protección. (digital)

Diagrama unifilar de sistema de protección actual. (digital)