

FACULTAD DE INGENIERÍA

Escuela Académico Profesional de Ingeniería Eléctrica

Tesis

**Evaluación del Sistema de Coordinación de Protecciones
con ETAP en el circuito eléctrico de chancado en media
tensión de una empresa minera en la región
La Libertad - 2023**

Jann Stevonn Leon Taipe

Para optar el Título Profesional de
Ingeniero Electricista

Huancayo, 2023

Repositorio Institucional Continental
Tesis digital



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

INFORME DE CONFORMIDAD DE ORIGINALIDAD DE TESIS

A : Felipe Néstor Gutarra Meza
Decano de la Facultad de Ingeniería

DE : Joel Contreras Núñez
Asesor de tesis

ASUNTO : Remito resultado de evaluación de originalidad de tesis

FECHA : 2 de Octubre de 2023

Con sumo agrado me dirijo a vuestro despacho para saludarlo y en vista de haber sido designado asesor de la tesis titulada: "Evaluación del sistema de coordinación de protecciones con Etap en el circuito eléctrico de chancado en media tensión de una empresa minera en la región La Libertad - 2023", perteneciente al/la/los/las estudiante(s) Jann Stevonn Leon Taipe, de la E.A.P. de Ingeniería Eléctrica; se procedió con la carga del documento a la plataforma "Turnitin" y se realizó la verificación completa de las coincidencias resaltadas por el software dando por resultado 15 % de similitud (informe adjunto) sin encontrarse hallazgos relacionados a plagio. Se utilizaron los siguientes filtros:

- Filtro de exclusión de bibliografía SI NO

- Filtro de exclusión de grupos de palabras menores SI NO
(Nº de palabras excluidas:)

- Exclusión de fuente por trabajo anterior del mismo estudiante SI NO

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

Recae toda responsabilidad del contenido de la tesis sobre el autor y asesor, en concordancia a los principios de legalidad, presunción de veracidad y simplicidad, expresados en el Reglamento del Registro Nacional de Trabajos de Investigación para optar grados académicos y títulos profesionales – RENATI y en la Directiva 003-2016-R/UC.

Esperando la atención a la presente, me despido sin otro particular y sea propicia la ocasión para renovar las muestras de mi especial consideración.

Atentamente,

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

DECLARACIÓN JURADA DE AUTENTICIDAD

Yo, Jann Stevonn Leon Taipe, identificado(a) con Documento Nacional de Identidad No. 71829887, de la E.A.P. de Ingeniería Eléctrica de la Facultad de Ingeniería la Universidad Continental, declaro bajo juramento lo siguiente:

1. La tesis titulada: "Evaluación del sistema de coordinación de protecciones con Etap en el circuito eléctrico de chancado en media tensión de una empresa minera en la región La Libertad - 2023", es de mi autoría, la misma que presento para optar el Título Profesional de Ingeniero Electricista.
2. La tesis no ha sido plagiada ni total ni parcialmente, para la cual se han respetado las normas internacionales de citas y referencias para las fuentes consultadas, por lo que no atenta contra derechos de terceros.
3. La tesis es original e inédita, y no ha sido realizado, desarrollado o publicado, parcial ni totalmente, por terceras personas naturales o jurídicas. No incurre en autoplagio; es decir, no fue publicado ni presentado de manera previa para conseguir algún grado académico o título profesional.
4. Los datos presentados en los resultados son reales, pues no son falsos, duplicados, ni copiados, por consiguiente, constituyen un aporte significativo para la realidad estudiada.

De identificarse fraude, falsificación de datos, plagio, información sin cita de autores, uso ilegal de información ajena, asumo las consecuencias y sanciones que de mi acción se deriven, sometiéndome a las acciones legales pertinentes.

02 de octubre de 2023.

La firma del autor y del asesor obra en el archivo original

(No se muestra en este documento por estar expuesto a publicación)

Informe de Tesis

ORIGINALITY REPORT

15%

SIMILARITY INDEX

15%

INTERNET SOURCES

1%

PUBLICATIONS

4%

STUDENT PAPERS

PRIMARY SOURCES

1	hdl.handle.net Internet Source	3%
2	repositorio.espe.edu.ec Internet Source	1%
3	Submitted to Universidad Continental Student Paper	1%
4	repositorio.continental.edu.pe Internet Source	1%
5	repositorio.utc.edu.ec Internet Source	1%
6	idoc.pub Internet Source	1%
7	tesis.ipn.mx Internet Source	<1%
8	repositorio.unac.edu.pe Internet Source	<1%
9	repositorio.unal.edu.co Internet Source	<1%

10	repositorio.uncp.edu.pe Internet Source	<1 %
11	repositorio.ucv.edu.pe Internet Source	<1 %
12	repositorio.unap.edu.pe Internet Source	<1 %
13	repositorio.uns.edu.pe Internet Source	<1 %
14	dspace.ups.edu.ec Internet Source	<1 %
15	radthink.com.mx Internet Source	<1 %
16	www.dspace.espol.edu.ec Internet Source	<1 %
17	repositorio.uss.edu.pe Internet Source	<1 %
18	Submitted to Escuela Politecnica Nacional Student Paper	<1 %
19	www.scribd.com Internet Source	<1 %
20	vbook.pub Internet Source	<1 %
21	qdoc.tips Internet Source	<1 %

22	es.slideshare.net Internet Source	<1 %
23	www.repositorio.usac.edu.gt Internet Source	<1 %
24	1library.co Internet Source	<1 %
25	creativecommons.org Internet Source	<1 %
26	docplayer.es Internet Source	<1 %
27	es.scribd.com Internet Source	<1 %
28	repositorio.ujcm.edu.pe Internet Source	<1 %
29	bibdigital.epn.edu.ec Internet Source	<1 %
30	www.slideshare.net Internet Source	<1 %
31	coggle.it Internet Source	<1 %
32	Submitted to Universidad Loyola Andalucia Student Paper	<1 %
33	Submitted to Instituto Superior Tecnológico Rumiñahui	<1 %

Student Paper

34 repositorio.utn.edu.ec <1 %
Internet Source

35 tareasdopedagogiagg.blogspot.com <1 %
Internet Source

36 vsip.info <1 %
Internet Source

37 repositorio.uaustral.edu.pe <1 %
Internet Source

38 Submitted to Universidad Autónoma de Ciudad Juárez <1 %
Student Paper

39 ciencia.lasalle.edu.co <1 %
Internet Source

40 repositorio.uap.edu.pe <1 %
Internet Source

41 repositorio.utp.edu.pe <1 %
Internet Source

42 Submitted to Universidad Nacional del Centro del Peru <1 %
Student Paper

43 Submitted to University of Wales central institutions <1 %
Student Paper

44 renatiqa.sunedu.gob.pe

	Internet Source	<1 %
45	repositorio.udh.edu.pe Internet Source	<1 %
46	cybertesis.uni.edu.pe Internet Source	<1 %
47	Submitted to Universidad Católica de Santa María Student Paper	<1 %
48	renati.sunedu.gob.pe Internet Source	<1 %
49	Ali Ridha Al-Roomi. "Optimal Coordination of Power Protective Devices with Illustrative Examples", Wiley, 2021 Publication	<1 %
50	repositorio.uandina.edu.pe Internet Source	<1 %
51	sertecrelays.net Internet Source	<1 %
52	www.nexinstrument.com Internet Source	<1 %
53	repositorio.uasf.edu.pe Internet Source	<1 %
54	Submitted to Universidad Abierta para Adultos	<1 %

55 aprenderly.com <1 %
Internet Source

56 dspace.espol.edu.ec <1 %
Internet Source

57 core.ac.uk <1 %
Internet Source

58 documents.mx <1 %
Internet Source

59 ninive.ismm.edu.cu <1 %
Internet Source

60 dominiodelasciencias.com <1 %
Internet Source

61 repositorio.unjfsc.edu.pe <1 %
Internet Source

62 distancia.udh.edu.pe <1 %
Internet Source

63 123dok.com <1 %
Internet Source

64 Submitted to Universidad Nacional de
Colombia <1 %
Student Paper

65 Submitted to Universidad Cesar Vallejo <1 %
Student Paper

66	doku.pub Internet Source	<1 %
67	repositorio.utec.edu.pe Internet Source	<1 %
68	vdocuments.es Internet Source	<1 %
69	af.b-ok.org Internet Source	<1 %
70	Gonzalo Casaravilla. "", IEEE Latin America Transactions, 5/2006 Publication	<1 %
71	edoc.pub Internet Source	<1 %
72	infofirma.sea.gob.cl Internet Source	<1 %
73	lidiaperezrubio.wixsite.com Internet Source	<1 %
74	repositorio.upn.edu.pe Internet Source	<1 %
75	repositorio.uwiener.edu.pe Internet Source	<1 %
76	ucal.academia.edu Internet Source	<1 %
77	upcommons.upc.edu	

	Internet Source	<1 %
78	www.aragon.es Internet Source	<1 %
79	www.nxtbook.com Internet Source	<1 %
80	www.uanl-die.net Internet Source	<1 %
81	Submitted to Universidad Catolica De Cuenca Student Paper	<1 %
82	apirepositorio.unh.edu.pe Internet Source	<1 %
83	es.stackoverflow.com Internet Source	<1 %
84	prezi.com Internet Source	<1 %
85	www.scilit.net Internet Source	<1 %
86	www.yumpu.com Internet Source	<1 %
87	HIDROSAT Y MEDIO AMBIENTE S.A.C HIDMEDAM S.A.C. "Actualización del Plan de Manejo Ambiental del PAMA de la Planta Los Olivos Dedicada a la Elaboración de	<1 %

Productos de la Línea Cosmética-
IGA0009249", R.D. N° 040-2019-
PRODUCE/DVMYPE-I/DGAAMI, 2020

Publication

88	Submitted to Vaasan yliopisto Student Paper	<1 %
89	docslide.us Internet Source	<1 %
90	dspace.ucuenca.edu.ec Internet Source	<1 %
91	issuu.com Internet Source	<1 %
92	patents.google.com Internet Source	<1 %
93	repositorio.uchile.cl Internet Source	<1 %
94	repositorio.une.edu.pe Internet Source	<1 %
95	repositorio.untels.edu.pe Internet Source	<1 %
96	sistemamid.com Internet Source	<1 %
97	va.minambiente.it Internet Source	<1 %

98	www.intrave.com Internet Source	<1 %
99	www.manufacturaweb.com Internet Source	<1 %
100	www.theibfr.com Internet Source	<1 %
101	"Inter-American Yearbook on Human Rights / Anuario Interamericano de Derechos Humanos, Volume 17 (2001)", Brill, 2005 Publication	<1 %
102	www.hisour.com Internet Source	<1 %
103	www.ide-tech.com Internet Source	<1 %

Exclude quotes On
Exclude bibliography Off

Exclude matches Off

Agradecimientos

Al Ing. Joel Contreras, por proporcionarme los conocimientos y pautas necesarias hacia el correcto desarrollo de la investigación; al Ing. Cesar Chilet, por la experiencia y aportes brindados que fueron fundamentales para la culminación de la tesis.

Dedicatoria

A mis familiares, por el inquebrantable apoyo y la confianza hacia mi persona, para lograr culminar mi etapa universitaria y poder continuar con este nuevo logro.

Índice

Agradecimientos	ii
Dedicatoria	iii
Índice	iv
Índice de Tablas	ix
Índice de Figuras	xi
Resumen	xiv
Abstract	xv
Introducción	xvi
Capítulo I	18
Planteamiento del Estudio	18
1.1. Planteamiento del Problema.....	18
1.2. Formulación del Problema	19
1.2.1. Problema General	19
1.2.2. Problemas Específicos.....	19
1.3. Objetivos	20
1.3.1. Objetivo General	20
1.3.2. Objetivos Específicos	20
1.4. Justificación de la Investigación	20
1.4.1. Justificación Práctica	20
1.4.2. Justificación Económica.....	20
1.4.3. Justificación y Relevancia Social	21
1.5. Hipótesis y Descripción de Variables	21
1.5.1. Hipótesis General	21
1.5.2. Hipótesis Específicas.....	21
1.5.3. Variables.....	21
Capítulo II	23
Marco Teórico	23
2.1. Antecedentes del Problema	23
2.1.1. Antecedentes Internacionales	23
2.1.2. Antecedentes Nacionales.....	25
2.1.3. Antecedentes Locales	27
2.2. Bases Teóricas.....	28
2.2.1. Sistema de Coordinación de Protecciones.....	28
2.2.1.1. Definición.....	28
2.2.1.2. Objetivos de un Sistema de Coordinación de Protecciones.....	29

2.2.1.3. Metodología para el Desarrollo de la Coordinación de Protecciones.....	30
2.2.1.4. Características de Coordinación de Protecciones Ideal	31
2.2.1.5. Tipos de Coordinación de Protecciones	31
2.2.1.6. Márgenes de Coordinación de Protecciones para Dispositivos de Protección.....	34
2.2.1.7. Elementos del Sistema de Coordinación de Protecciones	35
2.2.1.8. Software de Simulación ETAP.....	55
2.2.2. Circuito Eléctrico de Chancado.....	57
2.2.2.1. Definición.....	57
2.2.2.2. Etapas del Circuito de Chancado.....	59
2.2.2.3. Transformador	60
2.2.2.4. Motores.....	65
2.2.2.5. Cables Eléctricos	72
2.3. Definición de Términos Básicos	78
Capítulo III.....	80
Metodología	80
3.1. Métodos y Alcance de la Investigación.....	80
3.1.1. Método de Investigación	80
3.1.2. Tipo de Investigación	80
3.1.3. Nivel de Investigación.....	81
3.2. Diseño de la Investigación	81
3.3. Población y Muestra.....	82
3.3.1. Población.....	82
3.3.2. Muestra.....	82
3.4. Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos	82
3.5. Técnicas de Procesamiento de Datos	82
Capítulo IV	83
Resultados y Discusión	83
4.1. Resultados del Análisis y Tratamiento de la Información	83
4.1.1. Descripción General.....	83
4.1.2. Protecciones Activadas en la Actualidad	84
4.1.3. Protección de Acuerdo con Estudio de Coordinación Propuesto	85
4.1.4. Evaluación de configuración de ajustes de las protecciones de los transformadores	86
4.1.5. Evaluación de configuración de los ajustes de las protecciones de los motores .	90
4.1.6. Evaluación de Configuración de los Ajustes de las Protecciones de los Alimentadores	102

4.2. Prueba de Hipótesis.....	105
4.2.1. Hipótesis Específica 1	106
4.2.2. Hipótesis Específica 2	107
4.2.3. Hipótesis Específica 3	108
4.3. Discusión de Resultados	110
Capítulo V	113
Estudio de Coordinación de Protecciones Propuesto	113
5.1. Objetivos	113
5.2. Especificaciones Técnicas.....	113
5.2.1. Características de los Equipos	113
5.2.1.1. Circuito Principal de Chancado.....	114
5.2.1.2. Circuito de Chancado Primario	114
5.2.1.3. Circuito de Chancado Secundario	115
5.3. Cálculos de Ajustes de los Equipos Eléctricos.....	115
5.3.1. Protección del Alimentador del Circuito de Chancado (R1-CH).....	115
5.3.1.1. Cálculo de Ajuste de Corriente de la Protección de Fase Temporizada (I_{51P}):.....	116
5.3.1.2. Cálculo de Ajuste de Corriente de la Protección de Fase instantánea (I_{50P}):	117
5.3.1.3. Cálculo de Fusible Transformador T09-3MVA lado 13.8 kV:	118
5.3.1.4. Ajustes de Protecciones de Alimentador y Transformador Principal 3MVA.....	119
Explicación en la siguiente página	119
5.3.2. Protección del Alimentador del Circuito de Chancado Primario	121
5.3.2.1. Cálculo de Ajuste de Corriente de la Protección de Fase temporizada (I_{51P})	121
5.3.2.2. Cálculo de Ajuste de Corriente de la Protección de Fase instantánea (I_{50P})	122
5.3.3. Protección de Transformador T10-R6 745.....	127
5.3.3.1. Cálculo de Ajuste de Corriente de la Protección de Fase temporizada (I_{51P})	127
5.3.3.2. Cálculos de Parámetros de la Unidad Instantánea de Fase (I_{50P}).....	128
5.3.3.3. Ajustes de Protecciones del Transformador T10.....	129
5.3.3.4. Cálculo de Fusible de Transformador T10-750kVA.....	129
5.3.4. Protección de Transformador T12- R2-745	131
5.3.4.1. Cálculo de Ajuste de Corriente de la Protección de Fase temporizada (I_{51P})	131

5.3.4.2.	Cálculos de Parámetros de la Unidad Instantánea de Fase (I_{50P}).....	132
5.3.4.3.	Ajustes de Protecciones del Transformador T12.....	133
5.3.4.4.	Cálculo de Fusible de Transformador T12-750 kVA.....	133
5.3.5.	Protección de Motor – Chancadora Giratoria.....	134
5.3.5.1.	Cálculos de Ajustes de Protecciones	135
5.3.5.2.	Time Dial.....	137
5.3.5.3.	Ajustes de Protecciones de la Chancadora Giratoria.....	139
5.3.5.4.	Cálculo de Fusible de la Chancadora Giratoria.....	141
5.3.6.	Protección de Motor – Faja Transportadora 1.....	142
5.3.6.1.	Ajustes de Protecciones de la Faja 1	143
5.3.6.2.	Cálculo de Fusible de la Faja 1.....	143
5.3.7.	Protección de Motor – Faja Transportadora 2.....	144
5.3.7.1.	Ajustes de protecciones faja 2	145
5.3.7.2.	Cálculo de Fusible de la Faja 2.....	145
5.3.8.	Protección de Motor – Faja Transportadora 5.....	146
5.3.8.1.	Ajustes de Protecciones de la Faja 5	147
5.3.8.2.	Cálculo de Fusible de la Faja 5.....	147
5.3.9.	Protección de Motor – Chancadora Cónica 1.....	148
5.3.10.1.	Ajustes de Protecciones de la Chancadora Cónica 2	151
5.3.10.2.	Cálculo de Fusible de Chancadora Cónica 2	151
5.4.	Cálculos de Parámetros de Protección de Falla a Tierra.....	152
5.4.1.	Relé R1G-T09 (Lado Secundario T09- 3MVA de Chancado).....	152
5.4.2.	Relé Alim Ch prim (relé alimentador a chancado primario).....	153
5.4.2.1.	Ajustes de protecciones de tierra Rele Alim Ch Primario.....	154
5.4.3.	Relé 2- 745 (relé de protección T12 (750 kVA)).....	155
5.4.4.	Relé R3G-T12 (protección de tierra lado secundario T12- 750 kVA de chancado primario).....	156
5.4.4.1.	Ajustes de Protecciones de Tierra R3G-T12 (750 kVA).....	156
5.4.5.	Relé 6- 745 (relé de protección T10 (750 kVA)).....	157
5.4.6.	Relé R2G-T10 (protección de tierra lado secundario T10- 750 kVA de chancado secundario)	158
5.4.6.1.	Ajustes de Protecciones de Tierra R2G-T10 (750 kVA).....	158
5.5.	Coordinación de Protecciones de equipos.....	159
5.5.1.	Coordinación Relé Principal 750 con Relé y Fusible Aguas Abajo.....	159
5.5.2.	Coordinación de Equipos de Chancado Primario.....	160
5.5.3.	Coordinación de Equipos de Chancado Secundario.....	163
5.6.	Cálculo de Energía Disipada (I_2t) Durante una Falla a Tierra.....	168

5.6.1. Aterramiento en Transformador T10 y T12-750 kVA	168
5.6.1.1. Sistema Sólidamente Aterrado (SSA)	169
5.6.1.2. Sistema Aterrado por Resistencia de 5A (RAV) (aterramiento por resistencia de alto valor)	169
5.6.2. Aterramiento en Transformador T09 – 3000 kVA	169
5.6.2.1. Sistema Sólidamente Aterrado (SSA)	170
5.6.2.2. Sistema Aterrado por Resistencia de 25A (RAV) (aterramiento por resistencia de alto valor)	170
5.6.3. Comparación de Liberación de Energía entre los dos Sistemas	170
Conclusiones	172
Recomendaciones	173
Referencias	174
Anexos	181

Índice de Tablas

Tabla 1. Variables de investigación	22
Tabla 2. Códigos ANSI de relés	40
Tabla 3. Constantes ANSI/IEEE e IEC para relés de sobrecorriente.....	45
Tabla 4. Constantes de curva ANSI.....	53
Tabla 5. Selecciones de curva TOC.....	54
Tabla 6. Factor de corrección para temperatura ambiente del terreno distinto de 20°C.....	75
Tabla 7. Factor de reducción para cables directamente instalados en el terreno	75
Tabla 8. Factores de corrección para resistividad térmica del terreno distintos de 2.5 K·m/W	76
Tabla 9. Factor K de los cables según el tipo de aislamiento	77
Tabla 10. Protecciones activadas en la actualidad en transformadores	84
Tabla 11. Protecciones activadas en la actualidad en motores eléctricos	84
Tabla 12. Protecciones activadas en la actualidad en alimentadores	84
Tabla 13. Protecciones recomendadas para activar o desactivar en transformadores.....	85
Tabla 14. Protecciones recomendadas para activar o desactivar en motores eléctricos	85
Tabla 15. Protecciones recomendadas para activar o desactivar en alimentadores	85
Tabla 16. Estadística de ajuste de protecciones de transformadores	106
Tabla 17. Estadística de ajuste de protecciones de motores.....	107
Tabla 18. Estadística de ajuste de protecciones de alimentadores	109
Tabla 19. Características técnicas de equipos.....	114
Tabla 20. Características técnicas de equipos chancado primario	114
Tabla 21. Características técnicas de equipos chancado secundario.....	115
Tabla 22. Datos para cálculos de ajustes del alimentador y transformador del circuito de chancado.....	115
Tabla 23. Configuración de ajustes de protección de R1-CH.....	120
Tabla 24. Datos para cálculos de ajustes del alimentador primario.....	121
Tabla 25. Configuración de ajustes de protección de fase del alimentador a circuito de chancado primario	124
Tabla 26. Selección de fusible de protección principal de chancado primario.....	126
Tabla 27. Parámetros nominales de transformador T10	127
Tabla 28. Configuración de ajustes de protección de fase R6-745.....	129
Tabla 29. Selección de fusible T10-750kVA.....	130
Tabla 30. Parámetros nominales de transformador T12	131
Tabla 31. Configuración de ajustes de protección de fase R2-745	133

Tabla 32. Selección de fusible T12-750kVA.....	134
Tabla 33. Parámetros nominales de motor de la chancadora giratoria	135
Tabla 34. Configuración de ajustes de protección de la chancadora giratoria.....	140
Tabla 35. Selección de fusible de la chancadora giratoria	141
Tabla 36. Parámetros nominales de motor de la faja 1	143
Tabla 37. Configuración de ajustes de protección de la faja 1.....	143
Tabla 37. Selección de fusible de la faja 1.....	143
Tabla 39. Parámetros nominales de motor de la faja 2	145
Tabla 40. Configuración de ajustes de protección faja 2	145
Tabla 41. Selección de fusible de la faja 2.....	145
Tabla 42. Parámetros nominales de motor de faja 5	147
Tabla 43. Configuración de ajustes de protección de la faja 5.....	147
Tabla 44. Selección de fusible de la faja 5.....	147
Tabla 45. Parámetros nominales de motor cónico 1	148
Tabla 46. Configuración de ajustes de protección cónica 1	149
Tabla 47. Selección de fusible cónico 1.....	149
Tabla 48. Parámetros nominales de motor cónico 2	150
Tabla 49. Configuración de ajustes de protección cónica 2.....	151
Tabla 50. Selección de fusible cónico 2.....	151
Tabla 51. Configuración de ajustes de protección de tierra transformador principal 3MVA	153
Tabla 52. Configuración de ajustes de protección de tierra relé alimentador chancado primario	154
Tabla 53. Configuración de ajustes de protección de tierra R2-745 (relé de protección T12 (750 kVA).....	156
Tabla 54. Configuración de ajustes de protección de tierra R3-T12.....	156
Tabla 55. Configuración de ajustes de protección de tierra R6-745 (relé de protección T10 (750 kVA).....	158
Tabla 56. Configuración de ajustes de protección de tierra R2G-T10 lado secundario.....	158
Tabla 57. Comparación de energía	170

Índice de Figuras

Figura 1. Coordinación de protecciones según corriente de cortocircuito	29
Figura 2. Criterios para la coordinación fusible-fusible: $t_1 < 0,75 t_2$	32
Figura 3. Coordinación fusibles y relés	33
Figura 4. Coordinación entre relés	34
Figura 5. Márgenes de coordinación entre dispositivos	34
Figura 6. Simbología de transformadores de potencial	35
Figura 7. Simbología de transformadores de corriente	35
Figura 8. Clasificación de transformadores de corriente	36
Figura 9. Fusibles de media tensión	36
Figura 10. Curva característica de operación del fusible	38
Figura 11. Contactor de vacío	39
Figura 12. Relé de protección	40
Figura 13. Tipos de relés según tiempo de operación	41
Figura 14. Relé de corriente definida	41
Figura 15. Relé de tiempo definida	42
Figura 16. Relé de tiempo inverso con unidad instantánea	43
Figura 17. Curvas de relé de tiempo inverso de sobrecorriente	43
Figura 18. Curvas de relé de sobrecorriente ANSI/IEEE	46
Figura 19. Límites térmicos de conductores de cobre con aislamiento PVC	47
Figura 20. Capacidad térmica de transformadores	48
Figura 21. Vista frontal de relé multifunción 369	49
Figura 22. Curvas de sobrecarga estándar	50
Figura 23. Vista frontal del relé multifunción 745	51
Figura 24. Vista frontal de relé multifunción 750	53
Figura 25. Software ETAP	55
Figura 26. Flujo de potencia en media tensión	56
Figura 27. Análisis de cortocircuito en media tensión	56
Figura 28. Diagrama de flujo general del proceso	57
Figura 29. Chancadora giratoria	58
Figura 30. Faja transportadora 2	58
Figura 31. Faja transportadora 5	59
Figura 32. Curva tiempo vs. corriente para protección de transformadores	61
Figura 33. Tabla 450-3. A)1) Transformadores de más de 600 V	62
Figura 34. Curva de daño de transformador con fusible	62

Figura 35. Rango de ajuste de protección temporizada	63
Figura 36. Margen de coordinación entre relés.....	65
Figura 37. Curva tiempo vs. corriente para motores de media tensión.....	67
Figura 38. Curva de fusible y curva de daño motor.....	68
Figura 39. Factor de corrección para FLA.....	69
Figura 40. Curva de aceleración de motor, limite térmico y protección de sobrecorriente 51/50	70
Figura 41. Protección contra sobrecorriente de falla a tierra usando un TC de secuencia cero	71
Figura 42. Máxima corriente de secuencia negativa: pérdida de fase.....	71
Figura 43. Rotor bloqueado	72
Figura 44. Separación entre cables multipolares	75
Figura 45. Coordinación entre protección contra sobrecorriente y cable	77
Figura 46. Evaluación de ajustes de protecciones de fase en transformador T09.....	86
Figura 47. Evaluación de ajustes y protecciones de fase en transformador T10	87
Figura 48. Evaluación de ajustes de protecciones de fase en transformador T12.....	88
Figura 49. Evaluación de ajustes de protecciones de tierra en transformador T10.....	89
Figura 50. Evaluación de ajustes de protecciones de tierra en transformador T12.....	90
Figura 51. Evaluación de ajustes de protecciones de fase en chancadora giratoria	91
Figura 52. Evaluación de ajustes de protecciones de fase en la faja 1	92
Figura 53. Evaluación de ajustes de protecciones de fase en la faja 2.....	93
Figura 54. Evaluación de ajustes de protecciones de fase en la faja 5.....	94
Figura 55. Evaluación de ajustes de protecciones de fase en la chancadora cónica 1	95
Figura 56. Evaluación de ajustes de protecciones de fase en la chancadora cónica 2	96
Figura 57. Evaluación de ajustes de protecciones de tierra en la chancadora giratoria	97
Figura 58. Evaluación de ajustes de protecciones de tierra en la faja 1	98
Figura 59. Evaluación de ajustes de protecciones de tierra en la faja 2.....	99
Figura 60. Evaluación de ajustes de protecciones de tierra en la faja 5.....	100
Figura 61. Evaluación de ajustes de protecciones de tierra en la chancadora cónica 1	101
Figura 62. Evaluación de ajustes de protecciones de tierra en la chancadora cónica 2	102
Figura 63. Evaluación de ajustes de protecciones de fase en el alimentador principal del circuito de chancado.....	103
Figura 64. Evaluación de ajustes de protecciones de fase en alimentadores de chancado primario	104
Figura 65. Evaluación de ajustes de protecciones de tierra de alimentadores de chancado ..	105
Figura 66. Estado de ajustes de protecciones en transformadores	107
Figura 67. Estado de ajustes de protecciones en motores	108

Figura 68. Estado de ajustes de protecciones en alimentadores.....	110
Figura 69. Protección de alimentador y transformador del circuito de Chancado.....	119
Figura 70. Protección de alimentadores de chancado primario	126
Figura 71. Curvas de protección para transformador T10 de 750 kVA.....	130
Figura 72. Curvas de protección para transformador T12 de 750 kVA.....	134
Figura 73. Letras código de indicación de rotor bloqueado kVA/HP.....	136
Figura 74. Curvas de protección para motor de la chancadora giratoria	142
Figura 75. Curvas de protección para motor de faja 1	144
Figura 76. Curvas de protección para motor de faja 2	146
Figura 77. Curvas de protección para motor de faja 5	148
Figura 78. Curvas de protección para motor cónico 1	150
Figura 79. Curvas de protección para motor cónico 2	152
Figura 80. Curvas de coordinación de tierra para motor de chancadora giratoria con relés aguas arriba.....	154
Figura 81. Curvas de coordinación de tierra para motor de faja transportadora 1 con relés aguas arriba.....	155
Figura 82. Curvas de coordinación de tierra para transformador T12 con relés aguas arriba.....	157
Figura 83. Curvas de coordinación de tierra para transformador T10 con relés aguas abajo y arriba.....	159
Figura 84. Curvas de coordinación de relé del transformador principal con relé aguas abajo y fusible.....	160
Figura 85. Curvas de coordinación de relé de motor faja 1 con relé y fusible aguas arriba ..	161
Figura 86. Curvas de coordinación de relé de motor de la chancadora primaria con relé y fusible aguas arriba	162
Figura 87. Curvas de coordinación de relé transformador T12 con relé y fusible aguas arriba	163
Figura 88. Curvas de coordinación de relé de la faja transportadora 2 con relé y fusible aguas arriba	164
Figura 89. Curvas de coordinación de relé de la faja transportadora 5 con relé y fusible aguas arriba	165
Figura 90. Curvas de coordinación de relé de la chancadora cónica 1 con relé y fusible aguas arriba.....	166
Figura 91. Curvas de coordinación de relé de la chancadora cónica 2 con relé y fusible aguas arriba.....	167
Figura 92. Curvas de coordinación de relé transformador T10 con relé y fusible aguas arriba	168

Resumen

En el presente trabajo se propone realizar una evaluación del sistema de coordinación de protecciones del circuito eléctrico de chancado en media tensión de una empresa minera en la región La Libertad, se desarrolló el estudio de protecciones para los transformadores, motores y alimentadores. Mediante la aplicación de un simulador, se realizó la creación y modelamiento del sistema eléctrico, para luego, con los cálculos obtenidos de fase y tierra realizar la comprobación de la coordinación de las protecciones verificando la secuencia de operación de los relés y fusibles, asimismo, se analizaron los tiempos óptimos de actuación y márgenes de coordinación luego de generar una falla monofásica y trifásica. Los resultados obtenidos fueron cálculos de ajustes de protecciones de sobrecorriente temporizada e instantánea de tierra y fase para todos los relés de protección del circuito de chancado, así como también curvas de protección para cada equipo y curvas de coordinación con fusibles y relés aguas arriba. Por último, se obtuvo el análisis y comparación de la energía disipada según el sistema de aterramiento para los transformadores en 4160 V y 480 V. Por otra parte, se puede mencionar que la coordinación de protecciones se puede mejorar en el circuito de chancado, ya que se garantizan los márgenes de coordinación en tiempo y corriente; esto se demuestra verificando la secuencia de operación obtenida al insertarse una falla monofásica o trifásica.

Palabras claves: coordinación de protecciones, curvas de protección, energía disipada, protecciones eléctricas, relés de protección

Abstract

In the present work it is proposed to carry out an evaluation of the protection coordination system of the medium voltage crushing electrical circuit of a mining company in the La Libertad region, the study of protections for transformers, motors and feeders was developed. Through the application of a simulator, the creation and modeling of the electrical system was carried out, and then with the calculations obtained from phase and ground, carry out the verification of the coordination of the protections, verifying the sequence of operation of the relays and fuses, they were also analyzed. the optimal actuation times and coordination margins after generating a single-phase and three-phase fault. The results obtained were calculations of earth and phase timed and instantaneous overcurrent protection settings for all protection relays of the crushing circuit, as well as protection curves for each piece of equipment and coordination curves with upstream fuses and relays. Finally, the analysis and comparison of the energy dissipated according to the grounding system for the transformers in 4160 V and 480 V was obtained. On the other hand, we can mention that the coordination of protections can be improved in the crushing circuit, since the coordination margins in time and current are guaranteed; this is demonstrated by verifying the operating sequence obtained upon inserting a single-phase or three-phase fault.

Keywords: coordination of protections, dissipated energy, electrical protections, protection curves, protection relays

Introducción

Según Caviedes, «la coordinación de protecciones de sobrecorriente es un estudio donde se analizan las corrientes de cortocircuito producidos por una falla. Con dicha corriente se puede realizar el cálculo de los respectivos parámetros para el ajuste de las curvas tiempo-corriente que constituyen la configuración de la protección» (1, p. 3).

Según Henríquez et al. (2) «la coordinación de protecciones es una de las herramientas capaces de asegurar la continuidad del servicio, y a su vez permite preservar los equipos ante la presencia de fallas» (p. 30). Además, la coordinación de protecciones permite mejorar el comportamiento de los dispositivos que componen el sistema de protección, con el fin de conseguir el menor impacto en la continuidad del sistema eléctrico ante posibles eventos por cortocircuito y sobrecargas, velando por el bienestar de los trabajadores y los componentes del sistema (3).

Una coordinación de protección inadecuada en las instalaciones puede provocar la apertura instantánea de más de un equipo de protección situado aguas arriba de la falla y traerá consigo problemas de continuidad del servicio con la consecuentes paradas indeseadas en el proceso de producción, que a su vez causarán perjuicios en los equipos del sistema eléctrico generando pérdidas económicas en la organización (4).

El objetivo de la investigación es evaluar la configuración del sistema de coordinación de protecciones en el circuito eléctrico de chancado en media tensión. Esta investigación contribuiría en gran medida en la realización de los cálculos de ajustes de protecciones de fase, tierra, energía disipada; según el sistema de aterramiento para industrias o empresas que cuenten con equipamiento eléctrico similar en sus instalaciones o para tomarlo como referencia. Además, dado que todavía no se han realizado estudios detallados en la realización de coordinación de protecciones, esta investigación proporcionará conocimientos adicionales en la elaboración de dichos estudios.

La empresa viene presentando problemas de confiabilidad en el sistema eléctrico, ya que se producen constantes paradas imprevistas e interrupciones eléctricas en el circuito de chancado; sin embargo, cuenta con relés que tienen la función de protecciones de sobrecorriente y cortocircuito; pero ante la ocurrencia de una falla en cualquiera de los equipos produce la salida de servicio de todo el circuito de chancado.

Según Espinoza y Estupiñán (5), «el sistema de protecciones y sus elementos asociados debe ser capaz de operar detectando la falla de mínimo nivel que ocurra dentro de su zona de operación o la menor variación de la magnitud que controla respecto de la magnitud de referencia o ajuste» (p. 31). La investigación cubre el desarrollo y análisis de los ajustes de las protecciones eléctricas de los equipos del circuito de chancado. La coordinación de protecciones mediante la selectividad realiza la coordinación de los parámetros de funcionamiento de los equipos de protección, de manera que solo actúe el más cercano a la falla, impidiendo que los otros dispositivos ubicados aguas arriba intervengan (6).

Con los resultados de la investigación se logrará mejorar la coordinación de protecciones del circuito eléctrico de chancado en media tensión; asimismo, se incrementará la disponibilidad en los equipos eléctricos y se disminuirá paradas imprevistas en el circuito de chancado, trayendo consigo beneficios económicos al incrementar la producción (7).

Capítulo I

Planteamiento del Estudio

1.1. Planteamiento del Problema

Según Fervisa (8), la coordinación de protecciones permite disminuir el impacto en la seguridad eléctrica y la producción ininterrumpida de las operaciones de la empresa provocadas por fallas. Asimismo, para garantizar la confianza en el sistema eléctrico, la protección deberá operar y eliminar una falla en el menor tiempo posible, con el propósito de lograr la menor afectación en cables e instalaciones eléctricas antes de producirse posibles eventos por corto circuito y sobrecargas que podrían provocar un amago de incendio, a su vez, la protección deberá velar en todo momento por la integridad de los trabajadores y los equipos.

De acuerdo con Mena (9), sin un adecuado análisis en la coordinación de protecciones, traerá problemas de paradas indeseadas de forma parcial o total en el proceso de producción, generando consigo pérdidas económicas en la empresa por actividades afectadas debido a las interrupciones producidas. Según Osinergmin (10), en un estudio con relación al impacto de las protecciones eléctricas en la calidad de suministro realizado en un caso de aplicación a la empresa Electro Sur se obtuvo mediante la aplicación correcta de coordinación de protecciones y la adecuada evaluación de sus protecciones eléctricas una reducción en el indicador global del SAIFI de 20 a 11 interrupciones por año, 37 a 22 horas de interrupción para el SAIDI en el Sistema Eléctrico de Tacna.

La empresa minera en estudio se dedica a la extracción y producción de oro a gran escala, ha contribuido a que el Perú sea uno de los principales productores a nivel mundial. Por ello, realiza actividades de perforación, acarreo, chancado y lixiviación para garantizar los niveles de producción. La empresa viene presentando constantes paradas imprevistas e

interrupciones eléctricas en el circuito eléctrico de chancado, alrededor de 2 fallas por semana. La unidad minera cuenta con relés de protecciones de sobrecorriente y cortocircuito para motores, transformadores y alimentadores con sus respectivos fusibles de respaldo, sin embargo, ante la ocurrencia de una falla en cualquiera de los equipos producía la salida de servicio de todo el circuito de chancado primario, la causa principal se debe a que los relés de protección no realizaban el despeje de la falla que debería aislar solo la zona afectada, esto generaba problemas de continuidad del servicio eléctrico, generando pérdidas económicas, debido a que se veía afectada la producción mensual de la mina.

La presente investigación plantea evaluar la situación actual del sistema de coordinación de protecciones, para luego del análisis proponer mejoras con ayuda de un simulador que permitirá identificar las desviaciones en los márgenes de corriente y tiempo.

1.2. Formulación del Problema

1.2.1. Problema General

- ¿Cuál es la situación actual de la configuración del sistema de coordinación de protecciones en el circuito eléctrico de chancado en media tensión de una empresa minera en la región La Libertad, 2023?

1.2.2. Problemas específicos

- ¿Cuál es la situación actual de la configuración de las protecciones de los transformadores en el circuito eléctrico de chancado en media tensión de una empresa minera en la región La Libertad, 2023?
- ¿Cuál es la situación actual de la configuración de las protecciones de los motores en el circuito eléctrico de chancado en media tensión de una empresa minera en la región La Libertad, 2023?
- ¿Cuál es la situación actual de la configuración de las protecciones de los alimentadores en el circuito eléctrico de chancado en media tensión de una empresa minera en la región La Libertad, 2023?

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo General

- Evaluar la configuración del sistema de coordinación de protecciones en el circuito eléctrico de chancado en media tensión de una empresa minera en la región La Libertad, 2023.

1.3.2. Objetivos Específicos

- Evaluar si la configuración de los ajustes de las protecciones de los transformadores es adecuada en el circuito eléctrico de chancado en media tensión de una empresa minera en la región La Libertad, 2023.
- Evaluar si la configuración de los ajustes de las protecciones de los motores es adecuada en el circuito eléctrico de chancado en media tensión de una empresa minera en la región La Libertad, 2023.
- Evaluar si la configuración de los ajustes de las protecciones de los alimentadores es adecuada en el circuito eléctrico de chancado en media tensión de una empresa minera en la región La Libertad, 2023.

1.4. Justificación de la Investigación

1.4.1. Justificación Práctica

- Con los resultados de la investigación se logrará mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico de la empresa minera, aplicando un simulador para garantizar la efectividad de la coordinación de protecciones. Asimismo, podrán ser tomados por la empresa minera y servirá como referencia para las demás empresas industriales que cuentan con el equipamiento de protección similar.

1.4.2. Justificación Económica

- Esta investigación es importante porque al realizar un adecuado análisis y estudio de coordinación de protecciones eléctricas mejora la confiabilidad en el sistema eléctrico, de esta forma se incrementa la disponibilidad en los equipos eléctricos y se disminuyen paradas imprevistas en el circuito de chancado, trayendo consigo beneficios económicos mayores al incrementar la producción en la unidad minera.

1.4.3. Justificación y Relevancia Social

- Con la investigación se mejorará y reforzará la seguridad del personal operativo y de mantenimiento que realiza actividades en el circuito de chancado de la empresa minera. Ya que, ante cualquier eventualidad o falla, se tendrá la certeza que los dispositivos de protección actuarán de manera predecible y de esta manera se podrán evitar accidentes que involucren cualquier riesgo para la salud.

1.5. Hipótesis y Descripción de Variables

1.5.1. Hipótesis General

- La configuración de los ajustes del sistema de coordinación de protecciones en el circuito eléctrico de chancado en media tensión de una empresa minera en la región La Libertad, 2023 es inadecuada, y es posible mejorarla.

1.5.2. Hipótesis Específicas

- La configuración de los ajustes de las protecciones de los transformadores es inadecuada en el circuito eléctrico de chancado en media tensión de una empresa minera en la región La Libertad, 2023 y es posible mejorarla.
- La configuración de los ajustes de las protecciones de los motores es inadecuada en el circuito eléctrico de chancado en media tensión de una empresa minera en la región La Libertad, 2023 y es posible mejorarla.
- La configuración de los ajustes de las protecciones de los alimentadores es inadecuada en el circuito eléctrico de chancado en media tensión de una empresa minera en la región La Libertad, 2023 y es posible mejorarla.

1.5.3. Variables

Siguiente página

Tabla 1. Variables de investigación

Variable	Definición conceptual	Definición operacional	Dimensiones	Indicadores
Coordinación de protecciones eléctricas	Coordinar la protección implica establecer los tiempos de actuación de los dispositivos de protección para asegurar que los relés de protección actúen en el orden de prioridad adecuado y de esta forma permitan una respuesta oportuna y secuencial de los relés, asegurando una protección efectiva del sistema eléctrico (24).	Gráficas de las curvas de protección de los relés y fusibles para verificar la secuencia de operación de cada dispositivo, el tiempo de actuación y si existe intersección entre las gráficas.	Protección de transformadores	Protección de sobrecorriente instantánea y temporizada
				Protección de falla tierra y energía disipada
			Protección de motores	Protección de sobrecarga y estator
				Protecciones de sobrecorriente instantáneo
				Protección de desequilibrio de corriente
			Protección de rotor bloqueado	
Protección de falla a tierra				
Protección de alimentadores	Protección sobrecorriente instantáneo y temporizado. Protección de falla a tierra.			

Capítulo II

Marco Teórico

2.1. Antecedentes del Problema

2.1.1. Antecedentes Internacionales

Anchundi et al. (11) en su tesis «Estudio de coordinación de protecciones eléctricas en la subestación Tachina usando el *software Digsilent Power Factory*», plantea como objetivo efectuar un estudio de coordinación de protecciones eléctricas en una subestación Tachina usando el *software Digsilent*. A partir de los resultados del flujo de carga y cortocircuito, realizó el ajuste y coordinación de las protecciones de tierra y fase en los relés de protección. Asimismo, concluye que para asegurar la confiabilidad de la protección en un sistema eléctrico es necesario contar con protecciones de corriente instantáneas y temporizadas, además gracias a los seteos de coordinación de los relés, se pueden precisar los tiempos de funcionamiento y operación en diferentes zonas principales y de respaldo.

Páez (12) en su tesis de maestría «Coordinación de protecciones eléctricas de transformadores en una planta cementera», plantea como objetivo cambiar la configuración de las protecciones eléctricas existentes para tener mejor respuesta ante fallas reales y asegurar la eficiencia energética de la planta. En los capítulos 3 y 4 realizan una interpretación, modificación y simulación de las nuevas curvas de coordinación de protecciones, obtuvo como resultados la simulación de las curvas de coordinación de protecciones para los transformadores en el programa ETAP, con sus nuevos parámetros de protección para sobrecorriente y secuencia negativa en el lado de 69 y 4.16 kV. Asimismo, el autor recomienda realizar una revisión de forma anual de las protecciones eléctricas, para verificar los cambios en el sistema eléctrico con el

objetivo de mantener actualizados los ajustes en las curvas de disparo con su respectiva calibración de los equipos de protección; además, sugiere tomar como referencia la investigación, para optimizar la coordinación de protecciones en las industrias.

Morales (13) en su tesis «Coordinación de protecciones en una industria química», se plantea como objetivo diseñar la coordinación de protecciones en una industria química que elabora pinturas, para tener condiciones seguras en el trabajo. A través del método descriptivo, analizó el comportamiento de los datos de la información obtenida describiendo las partes que componen la instalación, obtuvo como resultados la simulación de la instalación en el programa ETAP, simulación de la coordinación de las protecciones de los motores y transformadores con sus respectivas curvas de sobrecorriente de fase, tierra y simulación de fallas. Asimismo, recomienda hacer un correcto estudio de coordinación de protecciones para que el sistema eléctrico cuente con selectividad, rapidez y confianza; al mismo tiempo debe ser económica y se deberán elegir las protecciones adecuadas para cada equipo. Por último, menciona también que, para los cálculos de los elementos de protección, se debe dar énfasis en la curva de daño del transformador y curva de arranque de los motores.

Andrade (14) en su tesis «Análisis de sistema eléctrico de la subestación eléctrica Pujilí para redistribución de carga y coordinación de protecciones en el alimentador primario Alámpalas – La Merced – Isinche de la empresa eléctrica provincial Cotopaxi», plantea como objetivo analizar el sistema eléctrico en la subestación Pujilí para realizar redistribución de cargas y su respectiva coordinación de protecciones en el alimentador, mediante el análisis de la red eléctrica por cortocircuitos para garantizar la disponibilidad del suministro eléctrico. A través del método cuantitativo, analizó magnitudes como valores de corriente, tiempos de funcionamiento, variación de tiempo entre equipos de protección y ajustes de parámetros numéricos de dispositivos, mediante el programa CYMTCC, obtuvo como resultados la simulación de la coordinación de protecciones de los transformadores y simulación de la curvas propuestas de protecciones para relés, fusibles, reconectores y ajustes de la coordinación conjunta. Asimismo, recomienda que los diseñadores de los modelos de sistemas eléctricos mantengan actualizado el sistema; para realizar un correcto análisis, además de realizar un balance de cargas planificado en el tiempo con el fin de evitar sobrecalentamiento de las líneas, obtener mayor disponibilidad de energía eléctrica y asegurar mayor tiempo de vida útil de las protecciones eléctricas.

Freire y Hurtado (15) en su tesis «Estudio de coordinación de protección de sobrecorriente del alimentador La Cena perteneciente a la subestación Guanujo de la CNEL EP Bolívar», plantean como objetivo optimizar la selectividad de las protecciones de sobrecorriente en el alimentador La Cena de la subestación Guanujo, por medio de la simulación en el programa CYMDIST y CYMTCC. A través del método descriptivo, recolectó datos de los componentes de protección, topología del alimentador y actualización de los ramales que se fueron integrando en los últimos años y que no estaban registrados, obtuvo como resultados la simulación del estado actual de las protecciones de los transformadores y alimentadores, simulación de coordinación de protecciones de reconectadores, fusibles y relés; por último, esquemas de protecciones propuesto y estudio de coordinaciones. Asimismo, recomienda hacer la implementación de los ajustes propuestos, tanto para reconectadores y relés de sobrecorriente del alimentador, con el objetivo de minimizar la falta de disponibilidad del sistema eléctrico y obtener mayor confiabilidad que pueda aislar correctamente las fallas que ocurrirán.

2.1.2. Antecedentes Nacionales

Monsalve (16) en su tesis «Coordinación de protección del alimentador BE-S03 – sistema eléctrico Bellavista Rural», plantea como objetivo realizar una correcta coordinación de la protección en media tensión entre los equipos de protección Relé – Recloser y fusibles instalados en el sistema eléctrico en 22.9 kV. El autor analizó el sistema eléctrico para solucionar los inconvenientes de ajustes incorrectos entre elementos que protegen al alimentador y a partir de los resultados de flujo de potencia y cortocircuito, obtuvo nuevos ajustes y selección de las protecciones de sobrecorriente de fase y tierra. Asimismo, recomienda implementar los ajustes propuestos con los criterios sugeridos para de esta forma garantizar la selectividad de las protecciones, los cuales deberán modificarse en forma integral para optimizar la coordinación de protecciones.

Espinoza et al. (17) en su tesis «Pruebas eléctricas como factor de ajuste en la coordinación de protecciones, caso: Red MT 20kV – Metro de Lima», proponen un modelo de pruebas eléctricas a condiciones máximas de operación para obtener un factor de ajuste sobre el sistema eléctrico en MT del tramo antiguo de la Línea 1. A través del método descriptivo-evaluativo, evaluaron las características de las instalaciones eléctricas existentes en el tramo de la Línea 1 del Metro y de los equipos e instalaciones describiendo el estado de ellos y cómo afecta a la operación, a partir del análisis de los resultados de las corrientes de cortocircuito en las barras, cables y ajustes

existentes, presentan nuevos ajustes en los relés de protección y de esta manera optimizar la coordinación de protecciones en alimentadores y transformadores. Asimismo, recomienda realizar un estudio integral de la capacidad de corriente de los cables MT (21.6 kV), tanto para las corrientes de carga normales y máximas, además de cambiar relés del tipo FIR por relés de protección digitales para mejorar la selectividad ante detección de fallas que contribuirán a una operación más confiable.

Uscamayta (18) en su tesis «Estudio de coordinación de protección en la subestación de Totorani acorde a los nuevos cambios de la topología en alta y media tensión para el año 2021», realiza un estudio de coordinación de protecciones conforme a la topología del sistema Sierra Sur en las instalaciones de la subestación Totorani. A través del método analítico pretendió optimizar la operación del sistema de protección mediante la manipulación de variables de parámetros de los relés de protección de la subestación Totorani, para lo cual primero se recopiló información y datos de las últimas investigaciones realizadas por el COES e investigaciones parecidas en coordinación de protecciones y a partir de los resultados de flujo de potencia y cortocircuito, obtuvo mejoras en los ajustes de los relés de protección de transformadores y autotransformadores, consiguiendo con ello una mejor coordinación de protecciones en su sistema eléctrico. Asimismo, recomienda realizar un estudio periódico agregando nuevas topologías a cada subestación en la zona sur del país y deberán planificar un mantenimiento frecuente, para realizar la comprobación y pruebas en los relés de protección.

Lozada y Pongo (19) en su tesis «Estudio de la coordinación de protecciones del sistema eléctrico en 22,9 kV para la planta procesadora en Shanango, Bellavista, Jaén», plantea como objetivo elaborar el estudio de coordinación de protecciones del sistema eléctrico en 22,9 kV. Realizan el estudio del diagrama unifilar, longitud de conductores, máxima demanda, transformadores, elementos de protección y parámetros eléctricos, y a partir de los resultados de regulación de tensión, flujo de potencia y cálculo de cortocircuito, obtuvo ajustes de coordinación de protecciones de sobrecorriente de fase y tierra para transformadores y alimentadores, consiguiendo de esta manera mejorar los ajustes de protección en los componentes del sistema eléctrico. Asimismo, recomienda cambiar los ajustes de tiempo del relé alimentador y reemplazar el fusible por uno de mayor capacidad para mejorar la coordinación del equipo reconectar con el fusible del transformador.

2.1.3. Antecedentes Locales

Castro (20) en su tesis «Mejoramiento de las protecciones eléctricas de los alimentadores A4802 y A4803 en la subestación Chanchamayo en 22.9 kV», plantea como objetivo optimizar las protecciones eléctricas en los alimentadores A4802 y A4803, con el propósito de reducir la cantidad de desconexiones del servicio eléctrico debido a fallas. A través del método analítico, estudió el sistema eléctrico separándolo en subsistemas para su análisis y a partir de los resultados del flujo de potencia y corriente de cortocircuito realizó los ajustes de los relés de protección de sobrecorriente de fase, tierra y secuencia negativa logrando una correcta coordinación de protecciones. Asimismo, el autor recomienda hacer estudios de coordinación de forma periódica debido al tiempo de duración de los equipos, ingreso de nuevos componentes y cargas al sistema eléctrico.

Canahualpa (21) en su tesis «Mejoramiento de los indicadores de confiabilidad empleando la coordinación y disposición de los equipos de protección y su efecto económico en el Sistema de Distribución Tarapoto Rural en 22.9 kV», plantea incrementar los indicadores globales de SAIFI y SAIDI en el Sistema de Distribución Tarapoto Rural en 22.9 kV del AMT TAR-S02. A través del método analítico, desarrolló el análisis de la coordinación de protecciones y su confiabilidad en el sistema eléctrico y a partir del resultado del flujo de potencia y corriente de cortocircuito, realizó la verificación de los ajustes existentes de la coordinación de protecciones de los relés que protegen transformadores y alimentadores, para luego proponer mejoras en los ajustes de sobrecorriente de fase y tierra en el sistema eléctrico. Los cuales fueron comprobados con curvas de protección que fueron simuladas mediante el *software* Digsilent, garantizando con ello los márgenes adecuados en tiempo y corriente.

Castellanos (22) en su tesis «Mejoramiento de la coordinación de protección del sistema eléctrico Tarapoto rural», se realiza una apropiada coordinación de protecciones en media tensión entre los equipos de protección *recloser*, *relé* y fusibles instalados en un sistema eléctrico en 22.9 kV. A través del método analítico, estudió el sistema eléctrico para solucionar los inconvenientes de los ajustes incorrectos entre equipos de protección del alimentador, y a partir de los resultados del flujo de potencia y corriente de cortocircuito planteó los ajustes de los *relés* de protección de sobrecorriente de fases y tierra, obteniendo una adecuada coordinación de protecciones. Asimismo, recomienda utilizar seccionadores bajo carga en los troncales debido a las altas corrientes de cortocircuito, para no interferir con la protección de los relés.

Quintana (23) en su tesis «Optimización de la protección eléctrica para minimizar las interrupciones en el tramo del eje Matahuasi – Quebrada Honda», se dispone a mejorar las protecciones eléctricas para reducir las desconexiones en el servicio eléctrico de los alimentadores A4502 y A4504. A través del método analítico, recabó datos de los alimentadores eléctricos y el sistema de protección, para después analizarlos de acuerdo con sus componentes e indicadores, con los resultados de flujo de potencia y cortocircuito obtuvo curvas de coordinación de protecciones de los ajustes de sobrecorriente de fase y tierra de tiempo instantáneo y temporizado. Asimismo, recomienda la implementación de los sistemas de protección debido a que los ajustes propuestos, garantizan la selectividad de las protecciones y mejoran la fiabilidad en los sistemas eléctricos.

2.2. Bases Teóricas

2.2.1. Sistema de Coordinación de Protecciones

2.2.1.1. Definición

Según el COES, coordinar la protección se refiere a establecer los tiempos de operación de la protección para garantizar la correcta actuación de los relés de protección, reduciendo los tiempos de actuación, con un adecuado ajuste en los tiempos de activación de las protecciones de las protecciones principales y de respaldo. Asimismo, la coordinación de la protección debe garantizar los tiempos establecidos entre relés según normativa de la IEEE 242-2001 que menciona recomendaciones para la protección y coordinación de las protecciones (24).

De acuerdo con IEEE (25) «el objetivo de un estudio de coordinación de protecciones es determinar las características y ajustes de las protecciones que minimicen el daño a los equipos e interrumpan los cortocircuitos lo más rápido posible ante una falla» (p. 3). Asimismo, Pérez (26) afirma que «también, se busca que tras una contingencia o condición de sobrecarga solo una mínima parte del sistema se vea interrumpida. Además de esto, es necesario destacar que en los sistemas eléctricos existentes hay constantes cambios de topología y de condiciones de operación. Por esta razón, un nuevo estudio de coordinación de protecciones debe llevarse a cabo cuando estos cambios producen variaciones en las corrientes de cortocircuito, ya sea por una nueva topología de la red o carga en el sistema» (p. 6).

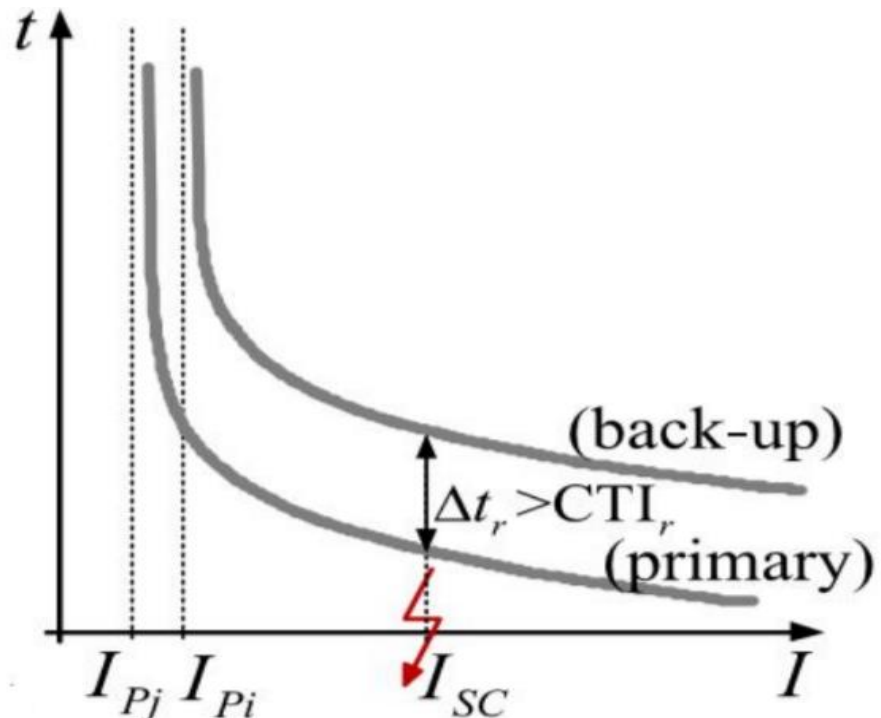


Figura 1. Coordinación de protecciones según corriente de cortocircuito
Fuente: «Protección de redes de distribución de bucle cerrado de media tensión con relés de sobrecorriente bidireccionales y comunicaciones GOOSE», IEEE ACCESS

Según Pérez (26) «una vez realizada la coordinación de protecciones, y obtenidos los ajustes de los relés que componen el sistema de protecciones, es importante corroborar que efectivamente exista coordinación entre estos. Para ello, una de las formas más comunes es visualizar de manera gráfica cómo operarían las protecciones ante una determinada falla» (p. 7).

2.2.1.2. Objetivos de un Sistema de Coordinación de Protecciones

Según Gonzales (27), los objetivos son prevenir el daño al personal, disminuir el daño a los componentes del sistema y reducir los costos asociados de la indisponibilidad del servicio cuando falla un equipo, causadas por error humano o condiciones naturales adversas al sistema eléctrico en operación. También, menciona que el propósito de realizar un estudio de coordinación de protecciones es establecer la topología y ajustes adecuados de los dispositivos de protección en el sistema eléctrico, esto garantiza que ante un caso de fallas la protección aislará la zona afectada de manera rápida y selectiva en cualquier parte del sistema eléctrico. A su vez, con los adecuados ajustes de protección se protegerá contra sobrecargas y cortocircuitos, de esta manera, se prolongará la vida útil de los componentes del sistema eléctrico protegidos.

2.2.1.3. Metodología para el Desarrollo de la Coordinación de Protecciones.

De acuerdo con Cuevas y Hernández (28), el análisis de cortocircuito es fundamental para realizar un proyecto nuevo, lo obtenido de este estudio provee información valiosa como la capacidad que soportarán las barras en los tableros eléctricos, el dimensionamiento de los sistemas de protección a tierra, la capacidad de interrupción de los elementos de protección y de los conductores. Además, es requisito fundamental para realizar un estudio de coordinación de protecciones.

Cuevas y Hernández (28), afirma que, para realizar un estudio de coordinación, se debe tener la información técnica de todos los elementos que componen el sistema eléctrico y están dentro de la zona de protección, que podrá ser extraída en campo o de manuales del fabricante, para el caso de las protecciones serán extraídas de los *datasheet* donde se muestran las curvas de operación con sus respectivas fórmulas de aplicación. Para lograr realizar un buen estudio de coordinaciones es necesario contrastar la información técnica y de planos con datos reales de operación, para esto se utiliza información recabada por personal técnico de mantenimiento.

Según Inelectra (29) la información que se necesita y será limitante para poder elaborar un estudio de coordinación de protecciones se describe a continuación:

- **Información de motores:** curvas de arranque, factor de servicio, corriente nominal a plena carga, corriente de rotor bloqueado y parámetros nominales.
- **Información en transformadores:** corrientes de magnetización, tipo de conexionado, valor de impedancia, gráfica de magnitud de falla, sistema de ventilación, tensiones nominales y sistema de aterramiento.
- **Información en cables:** ampacidad, tipo de instalación y curva de daño de cable.

2.2.1.4. Características de Coordinación de Protecciones Ideal

Según Inelectra (29) para realizar una correcta elección y ajuste de protecciones, se debe considerar las características que precisan la actuación de una coordinación idónea y estas son:

- **Confiabilidad:** Garantía de que el sistema operará adecuadamente ante presencia de fallas.
- **Selectividad:** Menor interrupción del sistema con la mayor continuidad del servicio.
- **Velocidad:** Mínimo daño de los equipos involucrados debido a la menor permanencia de la falla.
- **Simplicidad:** Reducir al mínimo el número de dispositivos de protección y circuitos de control relacionados.
- **Economía:** Mayor protección con el menor coste posible.

2.2.1.5. Tipos de Coordinación de Protecciones

La protección principal debe aislar una falla tanto permanente como momentánea, antes de que la protección de respaldo se active, o deberá seguir operando hasta que el circuito sea desenergizado. A continuación, se mencionan criterios y sugerencias para la coordinación de distintos equipos usados en los sistemas eléctricos.

A. Coordinación Fusible-Fusible

La regla fundamental al utilizar fusibles según Portalanza (30), «es que el máximo tiempo de despeje del fusible protector no debe exceder el 75 % del tiempo mínimo de fusión del fusible de respaldo» (p. 60), para un mismo nivel de corriente, como se muestra en la figura 2. Aplicando este criterio se garantizará que el elemento de protección aguas arriba impida y aisle la falla antes de que el fusible aguas arriba se vea afectado o sufra daños mecánicos.

Mayta (31) afirma que, aplicando este factor, se pueden compensar las variaciones de funcionamiento en los elementos de protección producidas por

corrientes, temperaturas y fatigas en el elemento de protección que son provocadas por calentamiento producto de corrientes de falla que estuvieron presentes cuando el fusible se encontraba en operación, que no fueron de magnitud significativa para fundir el fusible.

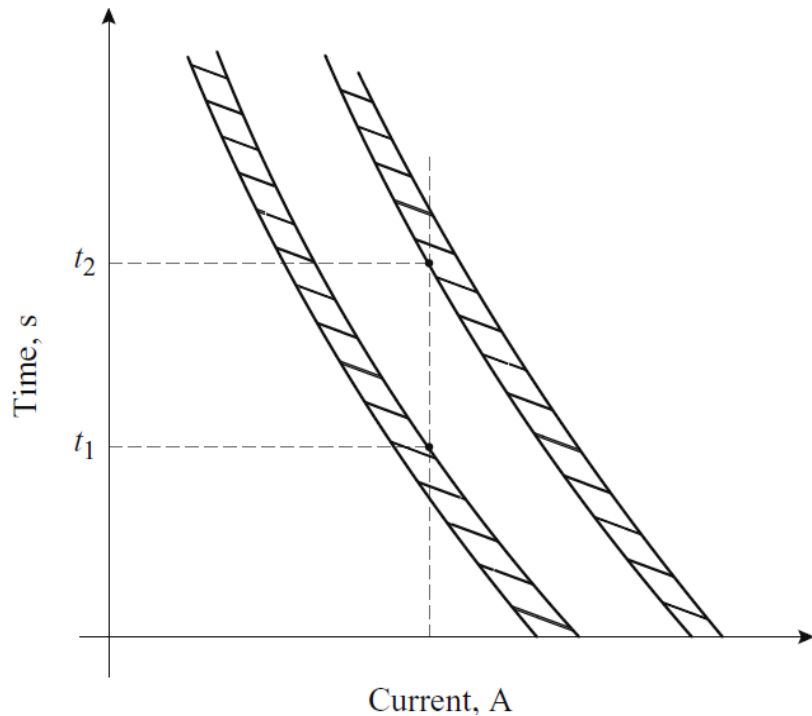


Figura 2. Criterios para la coordinación fusible-fusible: $t_1 < 0,75 t_2$
Fuente: Protection of electricity distribution networks, Gers and Holmes

B. Coordinación Relé-Fusible

Para garantizar la coordinación de protecciones entre el relé y fusible debe existir un margen de 0.2 a 0.3 segundos entre ambas curvas, este margen asegura que primero actuará el fusible y luego como respaldo el relé de protección (32).

Cuando un relé es respaldo de un fusible, la curva de operación del relé debe quedar por encima de la curva de mínimo tiempo de despeje (MTD) del fusible. En el caso de que sea al revés, esto quiere decir fusible después que relé, la curva de mínimo tiempo de fusión (MTF) debe encontrarse por encima debe estar por encima de la curva del relé. En ciertos casos que el relé se encuentre entre dos fusibles, esta deberá mantener un margen para que haya coordinación entre todas la curvas, como se muestra en la figura 3, la curva F1 está por debajo del R, y F2 se encuentra por encima, que deberán coordinar con las curvas MTD Y MTF (32).

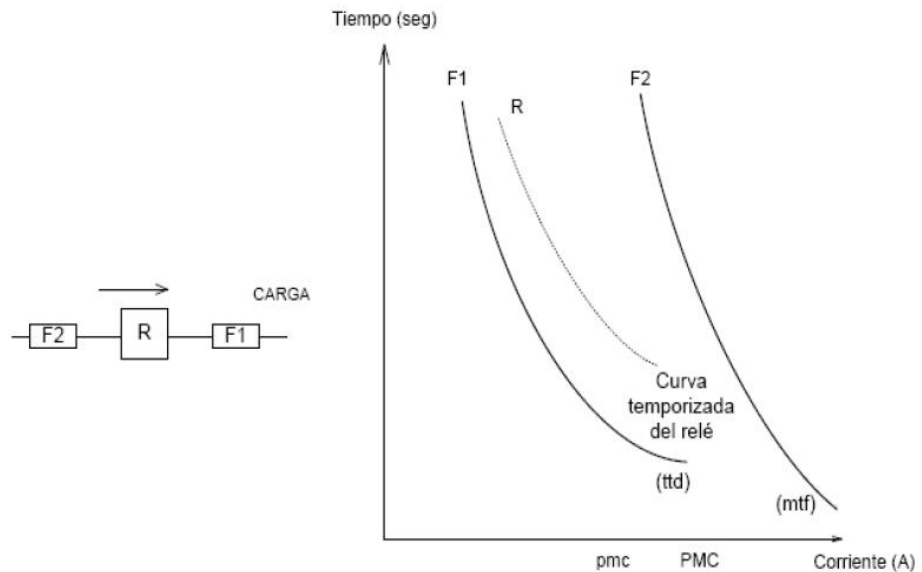


Figura 3. Coordinación fusibles y relés
Fuente: Estudio de Coordinación de Protecciones en AT Y MT en subestación Machala

Al elaborar un estudio de coordinación de protecciones de sobrecorriente se deberá comparar y seleccionar los márgenes de operación de los dispositivos de protección que lograrán proteger el sistema de condiciones anormales, el estudio debe considerar todos los dispositivos desde las cargas hasta la fuente de alimentación. Cuando se trate de nuevas instalaciones, las clasificaciones de los equipos eléctricos a menudo cambian antes de la puesta en marcha de la planta, a veces se pueden agregar o quitar dispositivos de protección. Estos cambios deben anticiparse al seleccionar dispositivos de protección para que las características del dispositivo sean lo suficientemente flexibles para proteger al individuo de la carga o circuito derivado (25).

C. Coordinación Relé-Relé

Al realizar la coordinación con relés de sobrecorriente se debe establecer la corriente mínima que activará el relé (*pickup*) y tiempo de retraso instantáneo o con retardo; con el objetivo de que exista un adecuado margen de coordinación entre dispositivos de protección que permitan a la vez sensar distintos tipos niveles de fallas, por tal motivo, es recomendable usar curvas de tiempo inverso entre las más usadas la curva muy inversa y extremadamente inversa. Para asegurar una adecuada coordinación entre relés de protección, es necesario separar el sistema eléctrico en zonas de operación divididas que puedan protegerse de forma individual y desconectarse en caso de falla, asimismo, se deben identificar todos los elementos que componen el sistema eléctrico a proteger (32).

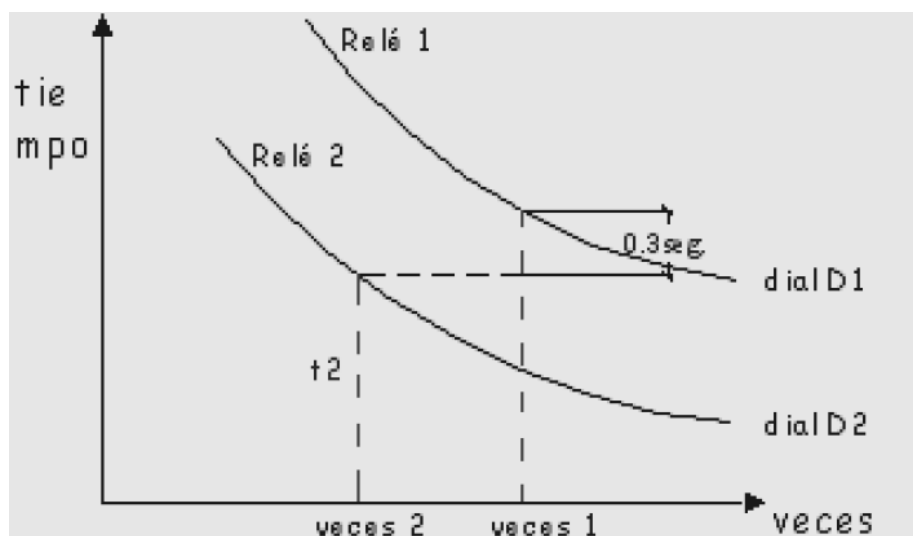


Figura 4. Coordinación entre relés

Fuente: Estudio de Coordinación de Protecciones en AT y MT en la subestación Machala

Por lo general, el primer relé aguas abajo cercana a la carga tomará un valor de dial mínimo solo en caso de no haber otros dispositivos de protección, ya sea en el mismo nivel de tensión o inferior a este. Para los relés de respaldo o los que se encuentren ubicadas aguas arriba deberán tener un retardo adicional de 0.3 segundos que contempla error de señal o tolerancia que están presentes al momento de presentarse la falla (32).

2.2.1.6. Márgenes de Coordinación de Protecciones para Dispositivos de Protección

A continuación, se muestran los márgenes de coordinación para fusibles, interruptores y relés de protección. Si se utiliza un relé estático, el intervalo se puede configurar en 0,12 s como mínimo (25).

Components	CTI with field testing	
	Electromechanical	Static
Circuit breaker opening time (5 cycles)	0.08 s	0.08 s
Relay overtravel	0.10 s	0.00 s
Relay tolerance and setting errors	0.12 s	0.12 s
Total CTI	0.30 s	0.20 s

Figura 5. Márgenes de coordinación entre dispositivos

Fuente: Tabla 15-2, IEEE Std 242-2001

2.2.1.7. Elementos del Sistema de Coordinación de Protecciones

A. Transformadores de Potencial

Según Inelectra (29), es un elemento usado para disminuir el voltaje de 220 V o 110 V, valores que permitan el correcto funcionamiento de equipos de medición, protección y control. Como, por ejemplo, medidores de energía y relés. Existen dos tipos: transformador de potencial inductivo y capacitivo.



Figura 6. Simbología de transformadores de potencial
Fuente: Coordinación de protecciones en media y baja tensión, Inelectra (29)

B. Transformadores de Corriente

Según Inelectra (29), es un elemento usado para convertir corrientes del circuito a valores adecuados para los relés que por lo general son de 5A o 1A. El lado primario del transformador está relacionado con la carga que se medirá, mientras que el secundario se conecta a un dispositivo o relé.

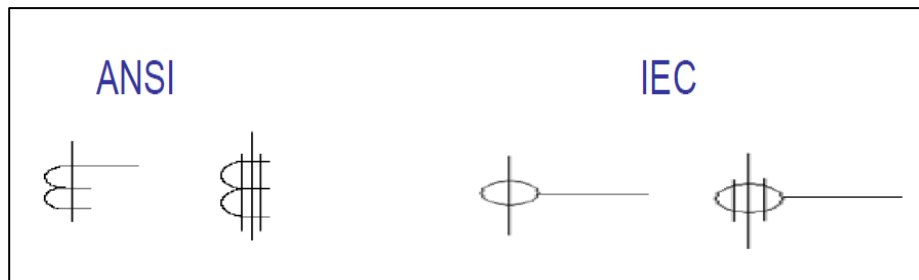


Figura 7. Simbología de transformadores de corriente
Fuente: Coordinación de protecciones en media y baja tensión, Inelectra (29)

Aunque el funcionamiento de un transformador de corriente (CT) cambia según el tipo de protección, con frecuencia se deberán usar CT de alto grado. Los CT de alta calidad ofrecen una mayor confiabilidad y dan como resultados menos inconvenientes de aplicación y, por lo general, brindan una mayor protección.

En la siguiente imagen, se muestra la relación de transformación según normativa IEEE.

		Current ratings (A)	
Single ratio		Double ratio with series-parallel primary windings	Double ratio with taps in secondary winding
10:5	800:5	25 × 50:5	25/50:5
15:5	1200:5	50 × 100:5	50/100:5
25:5	1500:5	100 × 200:5	100/200:5
40:5	2000:5	200 × 400:5	200/400:5
50:5	3000:5	400 × 800:5	300/600:5
75:5	4000:5	600 × 1200:5	400/800:5
100:5	5000:5	1000 × 2000:5	600/1200:5
200:5	6000:5	2000 × 4000:5	1000/2000:5
300:5	8000:5		1500/3000:5
400:5	12000:5		2000/4000:5
600:5			

*Figura 8. Clasificación de transformadores de corriente
Fuente: Tabla 7, IEEE C57.13-2008*

C. Fusibles

Según CFE, es un elemento de protección que incorpora una parte que se derrite para cortar el flujo de electricidad cuando la magnitud de corriente supera el valor preestablecido durante un tiempo determinado. Dado que los fusibles cumplen la función de dispositivos de protección contra cortocircuitos, y, además, estos responden de manera inversamente proporcional según el valor de corriente que circule por el fusible en un determinado tiempo.



*Figura 9. Fusibles de media tensión
Fuente: Aplicaciones de fusibles de media tensión, Bussmann (34)*

En su mayoría, todas las empresas que fabrican fusibles cuentan con dos curvas de funcionamiento, la primera ilustra el tiempo mínimo de fusión o *minimum melting time* (MMT,) y la segunda ilustra el tiempo máximo de despeje o *maximum clearing time* (MCT), esto según los estándares de las normas ANSI C37.41-1981 y ANSI C37.46-1981. La curva MMT es la ilustración gráfica de que a una determinada corriente el fusible comenzará a fundirse para un tiempo específico. Esta curva se utiliza para coordinar con elementos de protección que se ubican aguas abajo del fusible en dirección de la corriente hacia la falla. El tiempo de arqueo (AC), es el periodo en el que el arco eléctrico se mantiene presente. La curva del tiempo total de despeje (MCT) es la ilustración gráfica del tiempo en que elemento de protección impide el paso de corriente hacia la falla, esto quiero decir, que considera el tiempo a partir desde cuando inicia la fusión hasta que el arco eléctrico desaparezca (34).

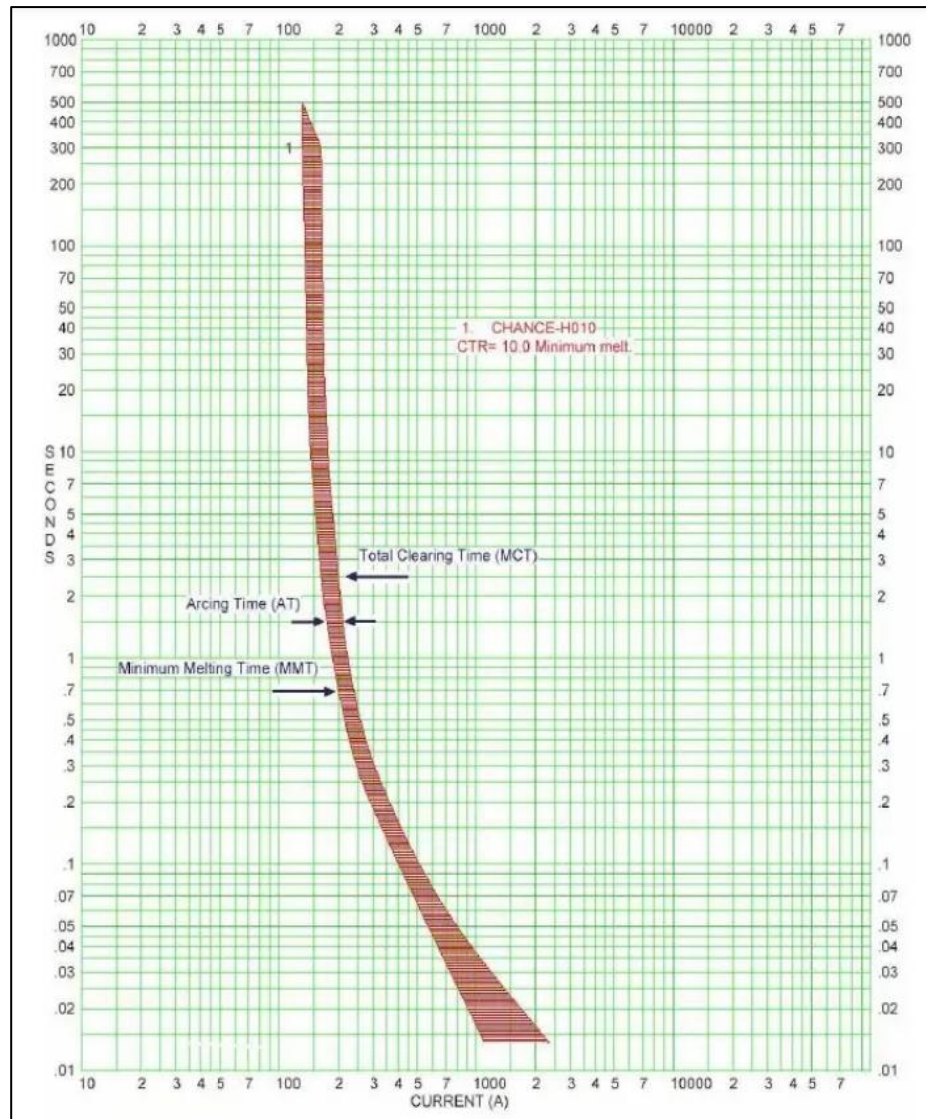


Figura 10. Curva característica de operación del fusible
Fuente: Coordinación de protecciones, Comisión Federal de Electricidad (34)

Por lo general, la curva MCT se utiliza para coordinar con elementos de protección ubicados aguas arriba del fusible, en dirección de la corriente hacia la falla (34).

D. Contactores

Según Inelectra (29), es un dispositivo electromecánico utilizado para conectar o desconectar un circuito eléctrico, ya sea a través de operación local o de forma remota, en condiciones normales de funcionamiento o incrementos desmedidos de corriente en el circuito. La desventaja del contactor es que no pueden interrumpir altas corrientes de cortocircuito. Este dispositivo requiere de un relé de protección para que detecte y envíe la señal de disparo ante la presencia de una falla de baja intensidad. Se utilizan para arrancar motores y

son capaces de interrumpir fallas de baja intensidad de corriente. Para proteger al contactor y preservar su vida útil, este deberá ser protegido por otros elementos como fusibles o interruptores.



Figura 11. Contactor de vacío

Fuente: Coordinación de Protecciones, Comisión Federal de Electricidad

E. Relés de Protección

Dispositivo cuyo propósito es identificar situaciones anómalas de funcionamiento de todos los componentes que componen un sistema eléctrico, para luego comenzar la acción más adecuada en los sistemas de control. Se clasifica según su función en relé de función unitaria y multifunción. Además, se fabrican utilizando dos principios el electromecánico y estático, y operan con una o más variables (tensión, corriente, frecuencia) (29).



Figura 12. Relé de protección

Fuente: Coordinación de protecciones en media y baja tensión, Inelectra (29)

a. Funciones de Protección

Tabla 2. Códigos ANSI de relés

Designación ANSI	Señal	Descripción/función
46	Corriente de línea	Relé de balance de corriente de fase
49	Corrientes de línea	Protección de detección para sobrecargas
50	Corriente de fase	Protección de sobrecorriente instantáneo
50N	Corriente residual	Protección de sobrecorriente instantáneo (neutro)
50G	Corriente residual	Protección de sobrecorriente instantáneo (TC)
51	Corriente de fase	Protección de sobrecorriente temporizada
51LR	Corriente de fase	Protección de atasco mecánico

Nota: Coordinación de protecciones en media y baja tensión, Inelectra (29)

b. Características de operación

Según su característica de operación, los relés pueden clasificarse en (32):

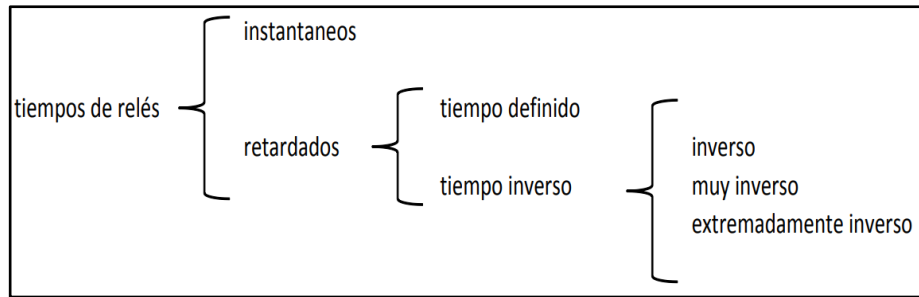


Figura 13. Tipos de relés según tiempo de operación
Fuente: Estudio de Coordinación de Protecciones en AT Y MT en subestación Machala

c. Relés de Sobrecorriente

Según Gers y Holmes (33), los relés de sobrecorriente se dividen en tres grupos: corriente instantánea o definida, tiempo definido e inverso. La representación gráfica de los tres tipos se expone en las figuras 14, 15, 16 y 17 que a su vez muestran la integración de un relé instantáneo con uno de tiempo inverso.

Relés de corriente definida: Opera de forma instantánea al instante que la corriente obtiene un valor establecido. El ajuste se escoge, de modo que, en la subestación más lejana del alimentador el relé funcione con un valor de corriente bajo y las corrientes de funcionamiento del relé aumenten de forma progresiva en cada subestación, en dirección hacia la fuente (33).

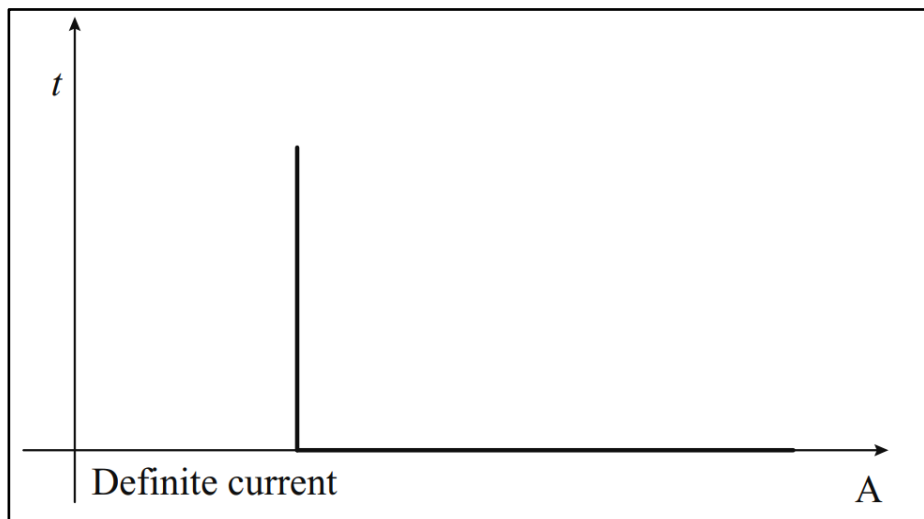


Figura 14. Relé de corriente definida
Fuente: Protection of electricity distribution networks, Gers and Holmes

Relés de tiempo definido: Este relé permite variar la configuración para poder detectar distintos rangos de corriente, modificando intervalos de

operación. El equipo se puede ajustar de forma tal que el interruptor que se encuentre más cerca a la falla se dispare en el menor tiempo (33).

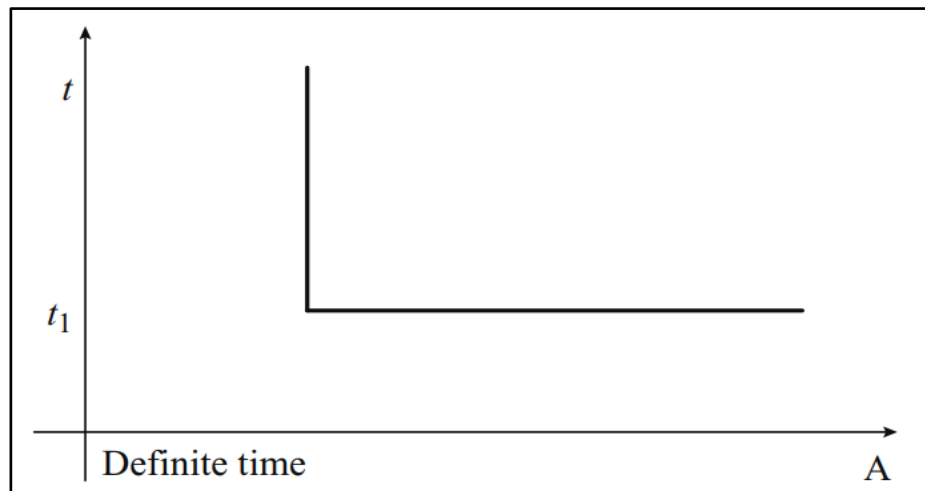


Figura 15. Relé de tiempo definida

Fuente: Protection of electricity distribution networks, Gers and Holmes

Dado que el tiempo de operación de los relés de tiempo definido se puede ajustar en pasos fijos, la protección se hace más selectiva. La diferencia de los tiempos de activación para una corriente igual se denomina margen de discriminación. El principal inconveniente de este método es que las fallas próximas a la fuente, que dan como resultados corrientes de mayor magnitud, pueden eliminarse en un tiempo más largo (33).

Relés de tiempo inverso: La singularidad principal de estos relés es que su operación se basa en un tiempo inverso a la corriente de falla, como se ilustra en las curvas características que se presentan a continuación. La ventaja comparada con el relé de tiempo definido es que para corrientes elevadas se tendrá un tiempo de actuación más corto. Se pueden obtener tiempos de disparo sin comprometer la selectividad en la protección. Los relés de tiempo inverso suelen clasificarse según su curva característica que muestra la rapidez de operación; con base en esto, se definen generalmente en inversa, muy inversa o extremadamente inversa (33).

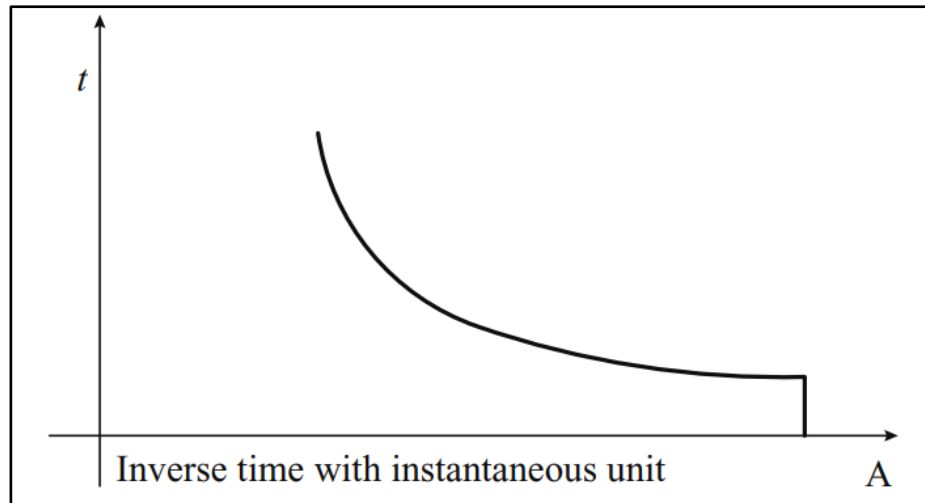


Figura 16. Relé de tiempo inverso con unidad instantánea
 Fuente: *Protection of electricity distribution networks, Gers and Holmes*

d. Ajuste de los parámetros de los relés de sobrecorriente de retardo de tiempo

Según Gers y Holmes (33), el tiempo de operación para la protección de sobrecorriente debe tener un retardo para garantizar que, en caso de una falla, el relé no intervenga antes que cualquier otra protección situada más cerca de la falla. En la figura 17 se muestra la diferencia en el tiempo de activación de los relés para un mismo nivel de falla, esto con el fin de cumplir los requisitos del margen de discriminación. Los relés de tiempo definido y los de tiempo inverso se pueden ajustar seleccionando dos parámetros: el dial de tiempo o la configuración del multiplicador de tiempo, y la configuración de activación o el *pickup* también llamado ajuste de corriente.

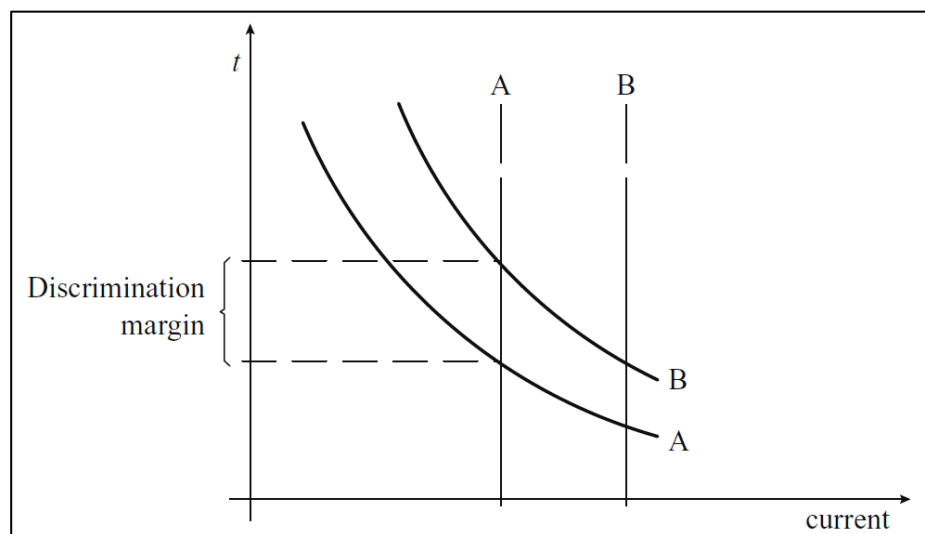


Figura 17. Curvas de relé de tiempo inverso de sobrecorriente
 Fuente: *Protection of electricity distribution networks, Gers and Holmes*

- **Ajuste del pickup**

La configuración del ajuste de corriente se usa para precisar la corriente de activación del relé, y las corrientes de falla vistas en el relé se formulan como múltiplos. Por lo general, este valor se conoce como el multiplicador de configuración, que se precisa como la relación entre la corriente de falla en amperios secundarios y el ajuste de corriente del relé. Para los relés de protección de fase, este ajuste se establece permitiendo un factor de sobrecarga superior a la corriente nominal, y se expresa mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Ajuste de pickup} = \frac{OLF \times I_{nom}}{CTR}$$

Donde:

OLF = factor de sobrecarga que varía del elemento a proteger

I_{nom} = corriente nominal del circuito

CTR = relación del transformador de corriente

El factor de sobrecarga recomendado para motores es 1.05, esto va a depender del factor de servicio. Para generadores, transformadores y líneas que normalmente se encuentran en el rango de 1.25 a 1.5. Para sistemas de distribución donde es viable aumentar la carga en los alimentadores en situaciones de emergencia, el factor de sobrecarga puede tomar el valor de 2. En cualquier caso, la I_{nom} tiene que ser menor que los del CT y la capacidad térmica del conductor; de lo contrario, se debe tomar el valor más pequeño para calcular el ajuste del pickup (33).

Para los relés de defecto a tierra, el ajuste de arranque se establece considerando el máximo desequilibrio que podría existir en el sistema en situaciones normales de operación. Un ajuste típico es un 20 % y está dada mediante la expresión:

$$\text{Ajuste pickup}(Tierra) = \frac{0.2 \times I_{nom}}{CTR}$$

En líneas de alta tensión, el margen de desequilibrio puede reducirse hasta el 10 %, mientras que en distribución rural en los alimentadores el valor puede alcanzar el 30 % (33).

- **Ajuste del retardo de tiempo**

La configuración del ajuste del tiempo de retardo debe ser establecido antes que el relé se active siempre que la corriente de falla obtenga un valor mayor o igual que la configuración del ajuste. Para determinar el tiempo de operación del relé asociado al interruptor en la próxima subestación hacia la fuente, $t_{2a} = t_1 + t_{margen}$, donde t_{2a} es el tiempo de operación del relé de respaldo asociado al interruptor 2 y t_{margen} es la discriminación del margen. El nivel de falla utilizado para este criterio es igual al que se utilizó para hallar la temporización t_1 del relé asociado al interruptor anterior (33).

e. Características de las curvas de operación de los relés

El método indicado previamente para las protecciones de fase y tierra se puede utilizar con facilidad cuando las características de funcionamiento de los relés se definen por cálculos matemáticos en vez de curvas en papel logarítmico. Las normas IEC y ANSI/IEEE establecen de forma matemática el tiempo de funcionamiento mediante la siguiente expresión (33).

$$t = \frac{k\beta}{(I / I_s)^\alpha - 1} + L$$

Donde:

- t = tiempo de operación del relé en segundos
- k = ajuste del dial de tiempo o multiplicador de tiempo
- I = nivel de corriente de falla en amperios secundarios
- I_s = corriente de arranque seleccionada
- α , β y L = constante

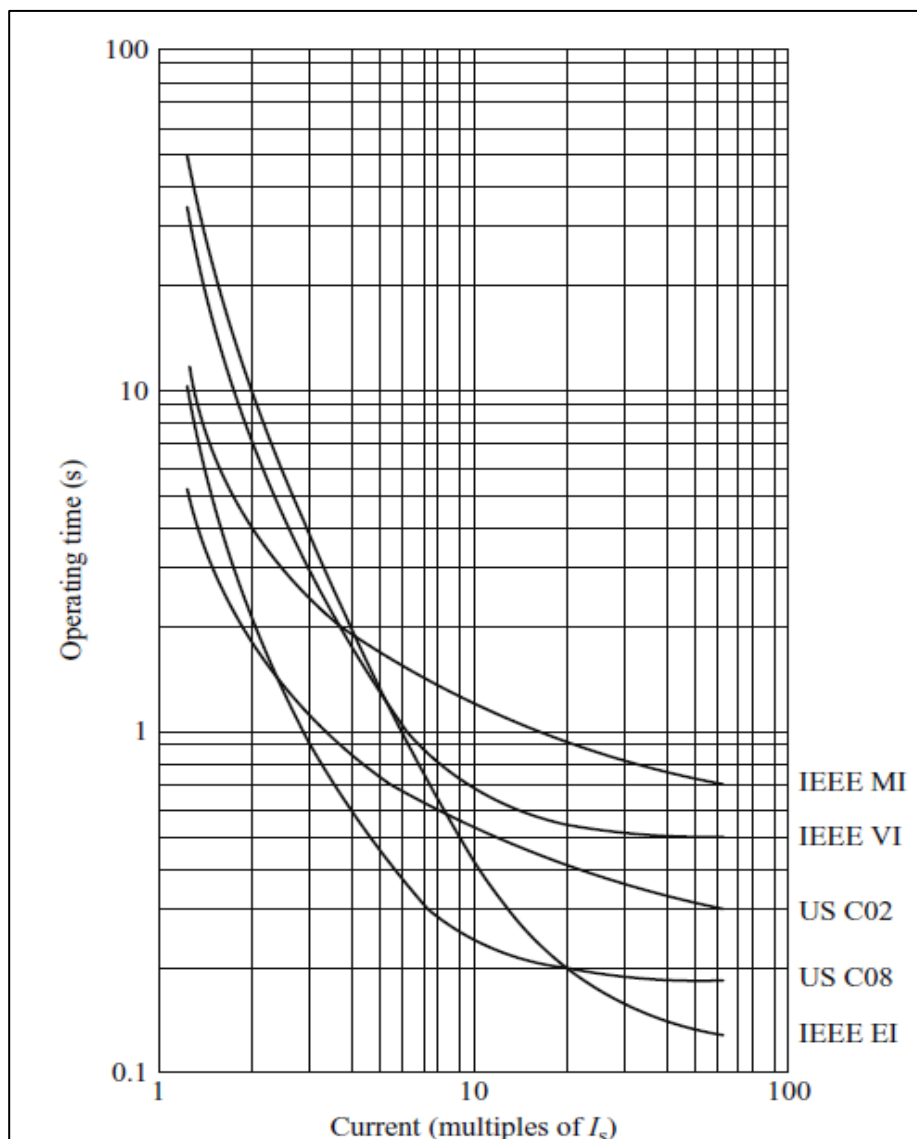
Los valores de α , β y L para varios tipos de relés de sobrecorriente estándar fabricados según las normas ANSI/IEEE e IEC se dan en la tabla 3.

Tabla 3. Constantes ANSI/IEEE e IEC para relés de sobrecorriente

Tipo de curva	Standard	α	β	L
Extremadamente inversa	IEEE	0.02	0.0515	0.114
Muy inversa	IEEE	2.0	19.61	0.491
Extremadamente inversa	IEEE	2.0	28.2	0.1217
Inversa	CO8	2.0	5.95	0.18
Inverso de tiempo corto	CO2	0.02	0.0239	0.0169

Nota: Protection of electricity distribution networks, Gers and Holmes

Las características típicas de los relés de sobrecorriente se muestran en la figura 18.



*Figura 18. Curvas de relé de sobrecorriente ANSI/IEEE
Fuente: Protection of electricity distribution networks, Gers and Holmes*

f. Restricciones en la coordinación de los relés

- **Niveles mínimos de cortocircuito**

Cuando se ha configurado la unidad de retardo de tiempo, utilizando los niveles máximos de falla, es importante comprobar que los relés operarán a los niveles mínimos de falla y en la secuencia correcta. Para esto es suficiente verificar que el ajuste del multiplicador (I / I_s) dada en la ecuación del tiempo de funcionamiento en estas condiciones es superior a 1.5 (33).

- **Límites térmicos**

Una vez que se han definido las curvas para los relés de sobrecorriente, se debe realizar una verificación para asegurarse de que estén por debajo de las curvas para la capacidad térmica designada de máquinas y cables. En el caso de los conductores, se deben utilizar los gráficos de los fabricantes, que indican el tiempo que los diferentes tamaños pueden soportar varios valores de cortocircuito. Un gráfico típico para conductores de cobre con aislamiento termoplástico se da en la figura 19. Para motores, también se debe consultar la información del fabricante (33).

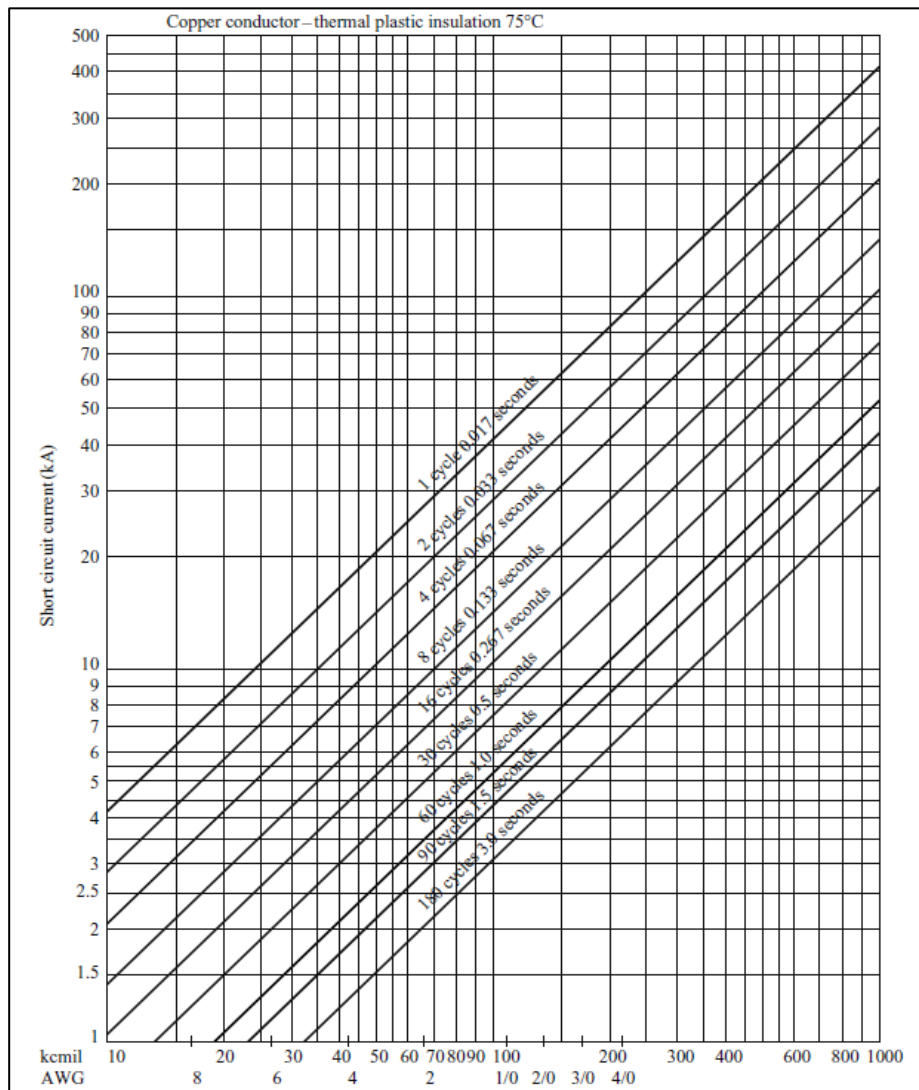


Figura 19. Límites térmicos de conductores de cobre con aislamiento PVC
Fuente: Protection of electricity distribution networks, Gers and Holmes

Para los transformadores, el valor de la corriente de falla que pueden soportar durante un tiempo dado está limitada por su impedancia. La norma ANSI/IEEE 242-1986, define las curvas de capacidad de cortocircuito para

cuatro categorías de transformadores sumergidos en líquido, en función de la capacidad nominal de kVA del equipo y la impedancia de cortocircuito. En la figura 20 se exponen las curvas de capacidad térmica para transformadores entre 501 y 1667 kVA monofásicos y 501 a 5000 kVA trifásico (33).

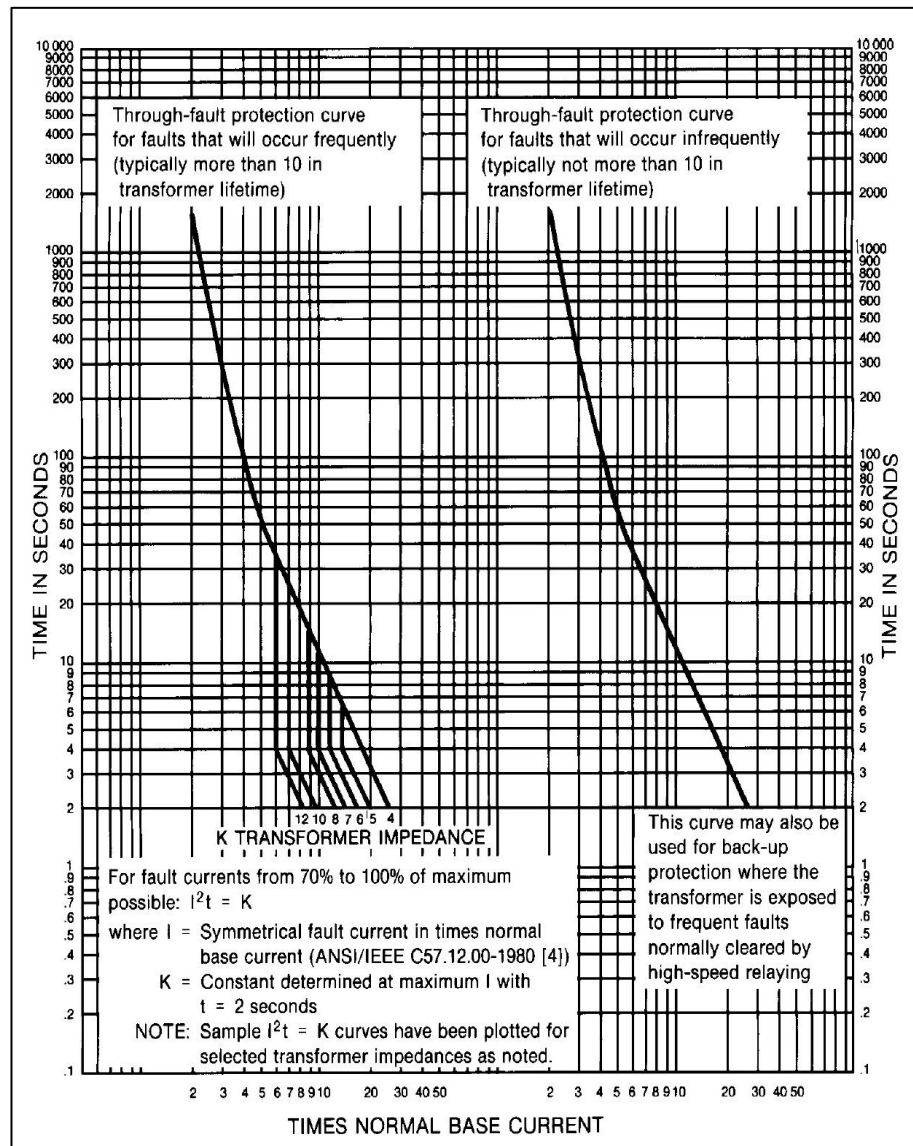


Figura 20. Capacidad térmica de transformadores
Fuente: Protection of electricity distribution networks, Gers and Holmes

- **Valores de ajuste pickup**

Es importante también comprobar que los ajustes de los relés no van a presentar problemas cuando se energicen otros elementos del sistema. Esto es particularmente crítico para los motores, y la letra del código correspondiente, que indica el número de veces que se toma la corriente nominal cuando el motor está arrancando, siempre debe ser considerado este dato (33).

En el caso de los transformadores, la corriente de magnetización inicial que toma un transformador se puede expresar como $Inrush = K \times Inom$, donde $Inom$ es la corriente nominal del transformador, y la constante K depende de la capacidad del transformador; de 500 a 2500 kVA, $K = 8$, y más de 2500 kVA, $K = 10$. El punto *inrush* queda entonces definido por la corriente de irrupción correspondiente durante 0.1 s (33).

g. Relés multifunción GE. 369

- **Definición**

El relé 369 de General Electric, está diseñado para la gestión de motores, es un relé digital que proporciona protección y monitoreo de motores trifásicos y sus sistemas mecánicos asociados. Una característica única del relé 369 es su capacidad para «aprender» los parámetros individuales del motor y adaptarse a cada aplicación. Los valores como la corriente de arranque del motor, las tasas de enfriamiento y el tiempo de aceleración se pueden usar para mejorar las capacidades de protección del relé 369 (35).

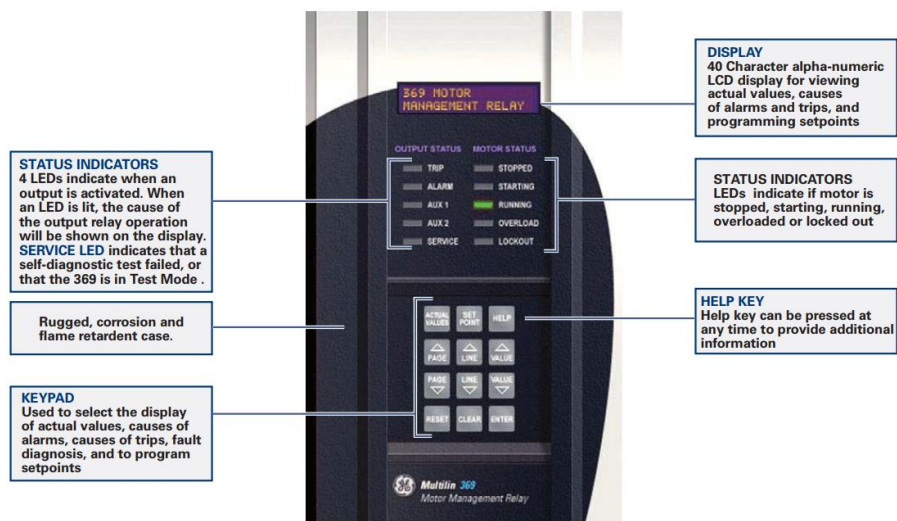


Figura 21. Vista frontal de relé multifunción 369
Fuente: Manual de instrucción Multilin 369 GE

El relé 369 ofrece una protección óptima del motor donde otros relés no pueden, mediante el uso de la curva de sobrecarga personalizada FlexCurve™ o una de las quince curvas estándar (35).

- **Curvas de sobrecarga**

Las curvas pueden ser ilustradas de forma directa usando las expresiones y valores de parámetros que se muestran en la parte de ecuación

de sobrecarga. Si los tiempos de partida del motor están dentro de los tiempos de bloqueo, se recomienda utilizar las curvas de sobrecarga estándar 369. Las curvas de sobrecarga estándar son una serie de 15 curvas con una forma de curva común basada en curvas límite térmicas típicas del motor (figura 22) (35).

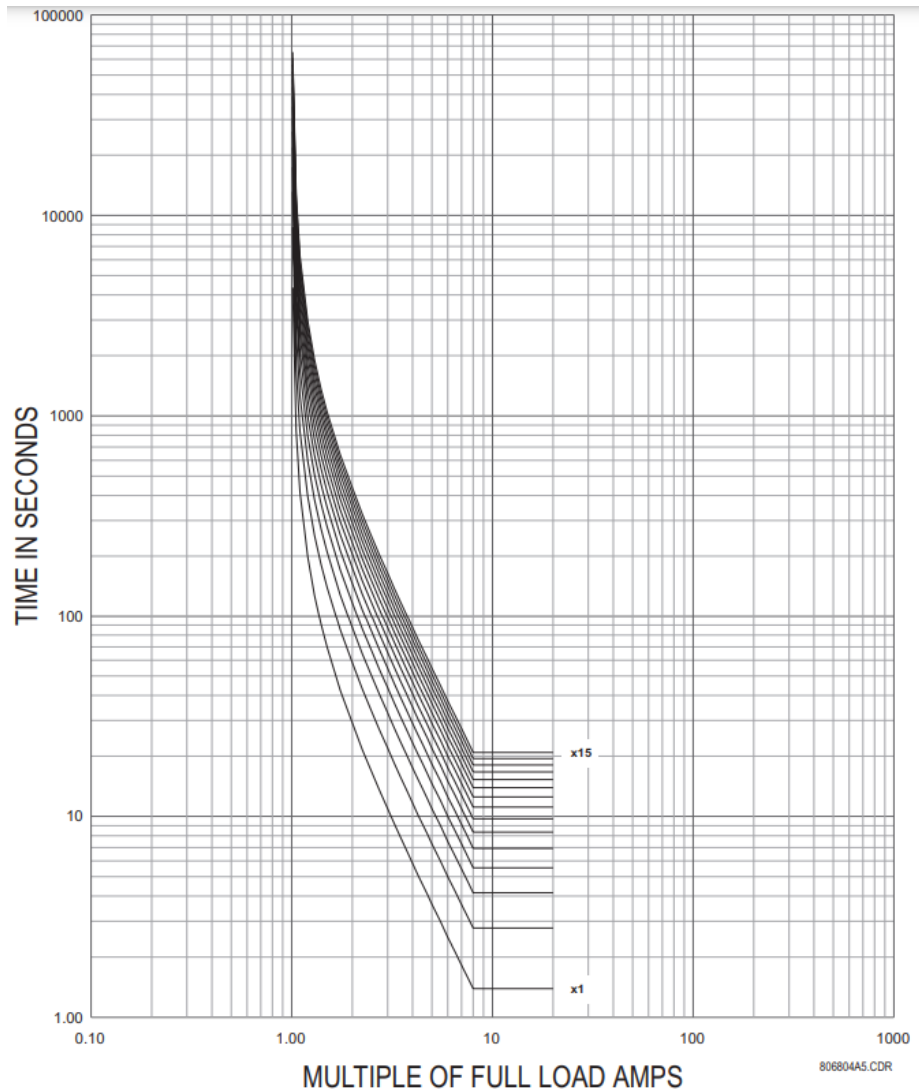


Figura 22. Curvas de sobrecarga estándar
Fuente: Manual de instrucción Multilim 369 GE

- **Ecuación de sobrecarga**

La ecuación de las curvas de sobrecarga estándar es:

$$\text{Tiempo de disparo} = \frac{\text{curve multiplier} \times 2.2116623}{0.02530337 \times (\text{pickup} - 1)^2 + 0.05054758 \times (\text{pickup} - 1)}$$

Donde:

Pickup: ajuste de corriente de sobrecarga como múltiplo de FLA

h. Relés multifunción GE. 745

- **Definición**

El relé multifunción 745, está diseñado para la gestión de transformadores trifásicos, de dos o tres devanados, para la protección en el lado primario de transformadores de potencia pequeños, medianos y grandes. El relé 745 combina protección diferencial porcentual, sobrecorriente, frecuencia y sobreexcitación junto con monitoreo de armónicos individuales y distorsión armónica total (THD) en un paquete económico (36).



Figura 23. Vista frontal del relé multifunción 745
Fuente: Manual de instrucción Multilim 745 GE

Además, incorpora una gran funcionalidad para realizar simulaciones y pruebas, que le proporcionan al ingeniero de pruebas, evaluar el funcionamiento del relé, en base a los datos en forma de onda obtenidos o creados mediante una computadora, que pueden ser transformados en formato

digital y de esta manera poder descargarse en la memoria de simulación del relé 745, para luego poder utilizarlos para su análisis (36).

- **Curvas de tiempo de sobrecorriente**

Las curvas de sobrecorriente de tiempo inverso usadas por los elementos de sobrecorriente son las formas de curva IAC de tipo ANSI, IEC y GE. Esto permite una coordinación simplificada con dispositivos aguas abajo. Sin embargo, en caso de que ninguna de las curvas mencionadas es la idónea, FlexCurves™ puede usarse para adaptar las características de las curvas de tiempo inverso. En caso se requiera una protección más simple la más adecuada es la curva de tiempo definido (36).

Están disponibles los siguientes tipos de curvas de sobrecorriente (36).

- **Curvas ANSI:** extremadamente inversa, muy inversa, normalmente inversa y moderadamente inversa.
- **Curvas IEC:** curvas IEC A, B y C (BS142); inverso corto IEC.
- **Curvas IAC tipo GE:** extremadamente inversa, muy inversa, inversa y corta inverso.
- **Otras curvas:** FlexCurves™ A, B y C; curva de tiempo definida.

- **Ecuaciones de curva ANSI**

Las formas ANSI TOC cumplen con lo normalizado por la industria y las clasificaciones de curva ANSI C37.90 para formas extremadamente, muy, normal y moderadamente inversas. Las curvas ANSI resultan de la siguiente fórmula, donde $1,03 \leq I / I_{pickup} < 20,0$: (36)

$$T = M \times \left[A + \frac{B}{(I / I_{pickup}) - C} + \frac{D}{((I / I_{pickup}) - C)^2} + \frac{E}{((I / I_{pickup}) - C)^3} \right]$$

Donde:

T = tiempo de operación (en segundos)

M = punto de ajuste del multiplicador

I = corriente de entrada

I_{pickup} = punto de ajuste de corriente de arranque

A, B, C, D, E = constantes

Tabla 4. Constantes de curva ANSI

ANSI curve shape	A	B	C	D	E
ANSI extremely inverse	0.0399	0.2294	0.5000	3.0094	0.7222
ANSI very inverse	0.0615	0.7989	0.3400	-0.2840	4.0505
ANSI normally inverse	0.0274	2.2614	0.3000	-4.1899	9.1272
ANSI moderately inverse	0.1735	0.6791	0.8000	-0.0800	0.1271

Nota: Manual de instrucción Multilim 745 GE

i. Relés multifunción Multilim 750

- **Definición**

Los relés de protección de alimentadores 750/760 son unidades basadas en microprocesadores diseñadas para la administración y protección principal de alimentadores de distribución, a su vez sirven para la administración de transformadores, líneas de transmisión, y protección de respaldo de barras (37).



Figura 24. Vista frontal de relé multifunción 750
Fuente: Manual de instrucción Multilim 750

Los relés ofrecen la función de protección, control y monitoreo con interfaces humanas locales y de operación a distancia, además, se muestran las condiciones actuales de alarma o disparo. Para mantener los diversos estándares de servicios públicos y requisitos de la industria, las funciones son

flexibles de programarse para cumplir las necesidades particulares del usuario (37).

- **Curvas de relé 750**

Las fórmulas de las curvas se dan para su uso con programas de coordinación basados en computadora. Los valores de tiempo de disparo calculados solo son válidos para $I/I_{pu} > 1$. Seleccione la forma de curva y el multiplicador adecuados, de modo que la curva adecuada coincida con los requisitos de protección. Las curvas disponibles se muestran en la siguiente tabla (37).

Tabla 5. Selecciones de curva TOC

ANSI	GE tipo IAC	IEC	Other
Extremadamente inversa	Extremadamente inversa	Curve A(BS142)	Tiempo definido
Muy inverso	Muy inverso	Curve B(BS142)	FlexCurve A
Normalmente inverso	Inverso	Curve C(BS142)	FlexCurve B
Moderadamente inverso	Inverso corto	IEC Inverso corto	-

Nota: Manual de instrucción Multilim 750 GE

- **Características de la curva de sobrecorriente de tiempo**
- **Curva de tiempo definido:** Las curvas de tiempo definido se disparan tan pronto como se excede el nivel de activación durante un período de tiempo específico. La curva de tiempo definido base tiene un retraso de 0,1 segundos. El multiplicador de curvas ajusta este retraso de 0,00 a 10,00 segundos en pasos de 0,01 (37).
- **Curvas ANSI:** Las curvas de sobrecorriente de tiempo ANSI cumplen con lo normalizado en la industria y las clasificaciones de curvas ANSI C37.90 para extremadamente, muy y moderadamente inversas. Las curvas ANSI provienen de la siguiente fórmula (37).

$$T = M \times \left[A + \frac{B}{(I/I_{pickup}) - C} + \frac{D}{((I/I_{pickup}) - C)^2} + \frac{E}{((I/I_{pickup}) - C)^3} \right]$$

Donde:

T = tiempo de operación (en segundos)

M = punto de ajuste del multiplicador

I = corriente de entrada

I_{pickup} = punto de ajuste de corriente de arranque

A, B, C, D, E = constantes

2.2.1.8. Software de Simulación ETAP

A. Definición

Según Lobo y Hernández (38) mencionan que es un *software* totalmente gráfico de interfaz amigable y de fácil acceso, utilizado para el estudio de sistemas eléctricos de potencia. Proporciona todas las funciones indispensables para modelar y analizar sistemas eléctricos, dentro de sus funciones cuenta con el análisis de corto circuito, flujo de carga, arranque de motores y coordinación de protecciones que permiten al usuario poder analizar e interpretar los parámetros calculados y simulados. Es usado en su gran mayoría para aplicaciones en empresas eléctricas.



Figura 25. Software ETAP

Fuente: ETAP

B. Características básicas de análisis en AC

- **Análisis de flujo de carga AC:** Según Lobo y Hernández (38) afirman que «el análisis de flujo de carga de *PowerStation* calcula el voltaje, y factor de potencia en cada una de las barras, corrientes, y flujo de potencia a través del sistema, con la posibilidad de manipular sistemas radiales o en lazo. *PowerStation* cuenta con tres métodos de cálculo: *Newton Raphson*, *Fast Decoupled* (rápido desacoplado) y *Gauss Seidel* acelerado. Estos poseen diferentes características de convergencia; algunas veces, uno puede tener mejor desempeño que los demás dependiendo de la configuración, generación, condiciones de carga, y voltaje inicial en las barras» (p. 35).

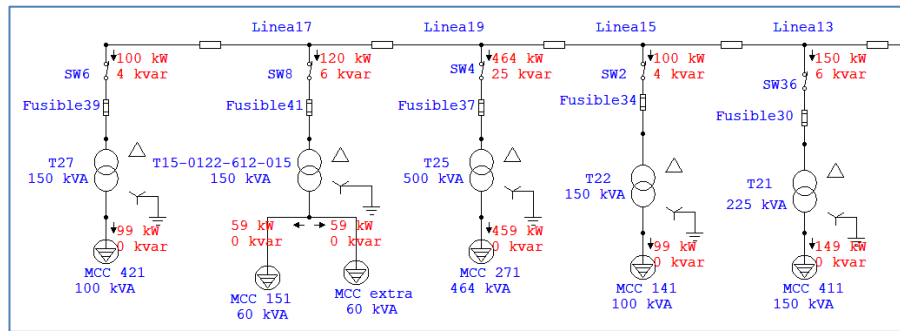


Figura 26. Flujo de potencia en media tensión

- Análisis de cortocircuito AC:** Según Loba y Hernández (38), el *software* realiza el análisis del impacto de un cortocircuito trifásico, monofásico a tierra, bifásico y bifásico a tierra en los sistemas eléctricos, también puede generar una falla en una zona como una barra, transformador o cable, mostrando el aporte a la falla en caso de un motor o generador. Mediante algoritmos el programa calcula la corriente de cortocircuito, aplicando dos métodos el IEC y ANSI/IEEE. La metodología ANSI/IEEE realiza el cálculo de corrientes de cortocircuito para medio ciclo, corriente de interrupción y corriente de tiempo retardado, luego de producirse la falla. En tanto que el método que se basa en la normativa IEC realiza el cálculo de la corriente de cortocircuito simétrico inicial, valor de cresta de cortocircuito y la corriente de cortocircuito permanente.

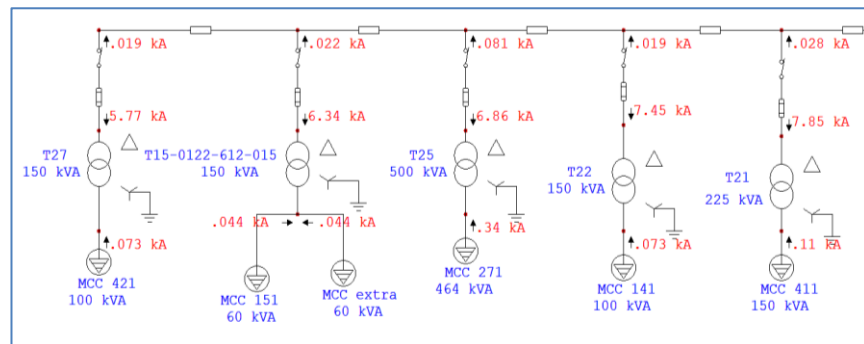


Figura 27. Análisis de cortocircuito en media tensión

- Análisis de estabilidad transitoria:** El módulo de estabilidad transitoria permite analizar y calcular los límites de estabilidad de un sistema ante la presencia de perturbaciones y eventos que afecten el funcionamiento del sistema eléctrico. Además, cuenta con la opción de simular escenarios ante condiciones dinámicas de operación para determinar el tiempo de despeje de fallas y arranque de unidades generadoras o máquinas eléctricas rotativas

y, de esta manera, evaluar el comportamiento o estabilidad del sistema de potencia (38).

2.2.2. Circuito Eléctrico de Chancado

2.2.2.1. Definición

El circuito de chancado recibe la alimentación en 13.8 kV, y mediante un transformador reductor se obtiene los 4.16 kV que son necesarios para el funcionamiento de las 3 chancadoras (una giratoria y dos cónicas), 3 fajas transportadoras y 2 transformadores de 750 kVA que son fundamentales para los circuitos auxiliares en 480 V y 220 V. El proceso de chancado cuenta con cuatro etapas: chancado primario, apilamiento, chancado secundario y carga de camiones (39).

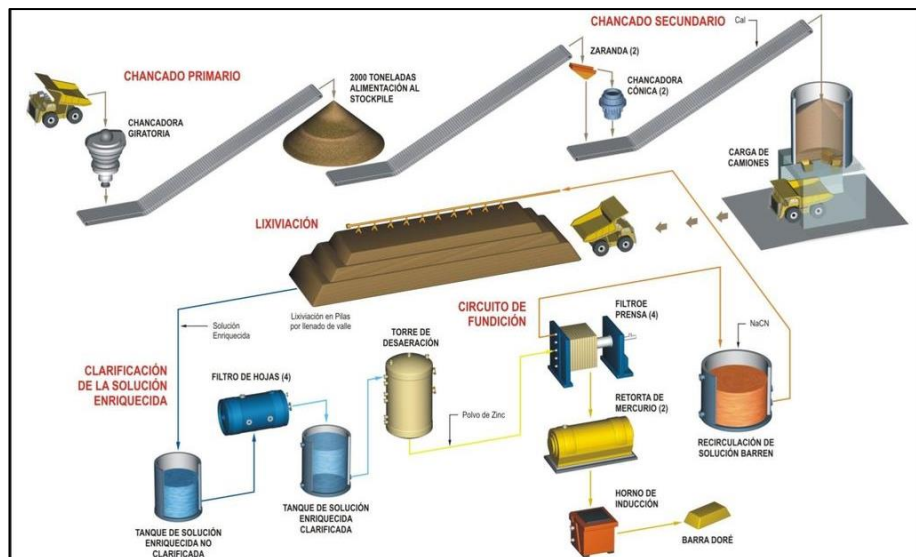


Figura 28. Diagrama de flujo general del proceso

Fuente: Manual de operaciones de mina

El proceso de chancado radica en reducir el tamaño de rocas grandes, usando fuerzas de compresión, fricción, flexión, corte u otras en menor dimensión.



Figura 29. Chancadora giratoria
Fuente: Manual de operaciones chancado

El área de chancado tiene por finalidad disminuir la dimensión del mineral en dos fases: primero el material de mina es reducido hasta alcanzar un tamaño máximo de 7" y la segunda etapa donde se disminuye el tamaño de 7" a un tamaño de 1 1/2" apropiado para realizar el proceso de lixiviación (39).



Figura 30. Faja transportadora 2
Fuente: Manual de operaciones de chancado



Figura 31. Faja transportadora 5
Fuente: Manual de operaciones de chancado

2.2.2.2. Etapas del Circuito de Chancado

Según (39) se divide en 4 etapas:

- **Chancado primario:** mediante la chancadora giratoria el mineral es sometido a una reducción inicial en tamaño.
- **Apilamiento:** El mineral proveniente del chancado primario se transporta a través de la faja transportadora (faja 1) hasta un depósito de almacenamiento (*stockpile*), mediante alimentadores vibratorios y un sistema de chutes, el mineral se descarga en la faja transportadora que va hacia chancado secundario (faja 2).
- **Chancado secundario:** El mineral pasa por una primera división mediante el divisor de carga, para luego ser clasificado mediante dos cribas vibratorias, y ser sometido a la última de reducción por medio de dos chancadoras cónicas. El material chancado, se deposita en dos fajas transportadoras en baja tensión, que alimentan a la faja transportadora 5 que lleva el mineral hacia la tolva de carga de los camiones.
- **Carga de camiones:** Mediante 3 compuertas ubicadas en la parte inferior de la tolva de almacenamiento de carga de camiones (*Ore bin*), se descargan directamente en camiones de transporte minero el mineral producto de los

dos procesos de chancado, que llevan el mineral hacia las canchas de lixiviación.

2.2.2.3. Transformador

A. Definición

Según Champan (40), es un dispositivo que modifica la potencia eléctrica de un nivel de voltaje a otro de nivel inferior. Está compuesto por dos o más devanados de alambre conductor enrollados alrededor de un núcleo de material ferromagnético, sin que exista una conexión física entre ellas; la única conexión dentro del núcleo es el flujo magnético. Un devanado del transformador se conecta a la fuente de energía eléctrica alterna, mientras que el segundo devanado se conecta a la carga, y son denominados devanado primario y secundario, respectivamente.

B. Características constructivas

Consiste en una parte activa, formada en el núcleo por un material ferromagnético, en el que se encuentran ubicadas bobinas de material conductor en aluminio o cobre. Sumado a estos elementos se hallan otros materiales aislantes y no ferromagnéticos, que se utilizan para asegurar un excelente funcionamiento del transformador. Mas adelante, se detallan de forma puntual las principales características de los materiales utilizados en su construcción (41):

- **El circuito magnético:** Conformado por un núcleo de material ferromagnético de acero al silicio laminados en frío que se emplean para su construcción.
- **Devanados:** Son construidos con material conductor de aluminio o cobre, que puede ser el tipo láminas o rectangular. La elección de cualquiera de ellos dependerá del diseño, que se encuentra ligado a consideraciones económicas y técnicas.
- **Aislamiento:** Para el aislamiento del transformador se emplea el papel tipo *Kraft* o *Pressboard*, líquidos como el aceite mineral del tipo sintético o vegetal. La principal característica que debe poseer el papel es una elevada

rigidez dieléctrica. También en algunos casos se utilizan materiales gaseosos como aire o nitrógeno.

- **Métodos de refrigeración:** Según las condiciones de operación y requerimientos se clasifican según el tipo de agente en: aire o agua, aceite mineral y según el mecanismo de circulación del medio refrigerante en ventilación forzada y natural.

C. Protección de transformador

Según Mardegan (42), debe garantizar que la protección permita energizar el transformador (*Inrush*), asimismo, la curva de protección siempre debe mantenerse por debajo de la curva de daño térmico del transformador. Para un cortocircuito en el secundario, la protección debe ser selectivo con las protecciones situadas aguas abajo y operar instantáneamente para cortocircuitos primarios.

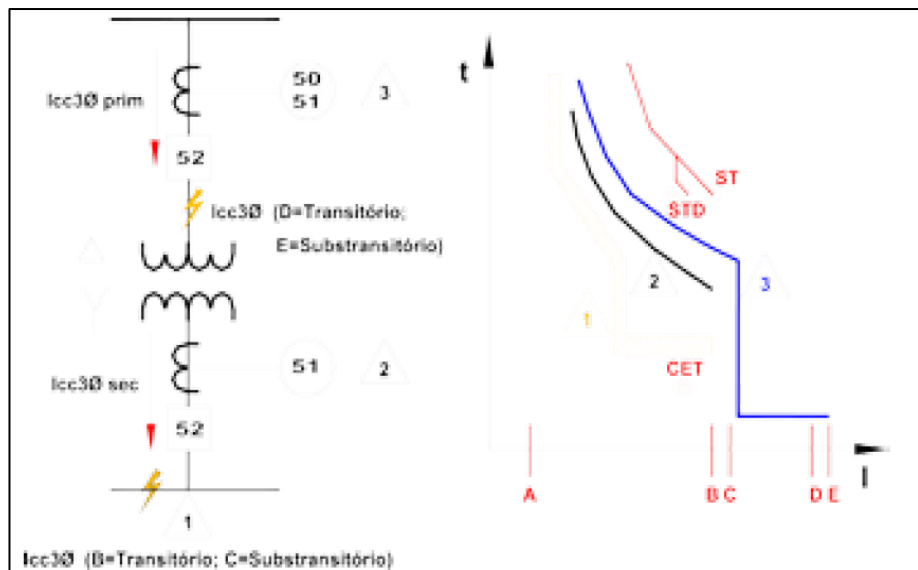


Figura 32. Curva tiempo vs. corriente para protección de transformadores
Fuente: Protección de transformadores eléctricos, Mardegan (42)

La tabla 450.3(A) del NFPA70: NEC, que se muestra a continuación, define la configuración de sobrecorriente en caso se proteja con fusibles e interruptores. Lo más importante para destacar es el valor máximo que puede tomar el fusible en este caso $3 \times I_n$ como máximo, tanto para impedancias nominales menores al 6 % como para los transformadores cuyos valores se encuentran entre 6 y 10 % para un nivel de tensión mayor a 600V (42).

Tabla 450-3.a.1) Transformadores de más de 600 V

Corriente nominal máxima o ajuste de disparo del dispositivo de protección contra sobrecorriente (porcentajes)					
Impedancia nominal del transformador	Primario		Secundario		
	De más de 600 V		De más de 600 V		Hasta 600 V
	Ajuste del interruptor automático	Corriente nominal del fusible	Ajuste del interruptor automático	Corriente nominal del fusible	Ajuste del interruptor automático o corriente nominal del fusible
Hasta 6%	600 %	300 %	300 %	250 %	125 %
Más de 6% y hasta 10%	400 %	300 %	250 %	225 %	125 %

Figura 33. Tabla 450-3. A)1) Transformadores de más de 600 V
Fuente: NFPA70: NEC Tabla 450.3

- Criterios para selección de fusibles:** Si la protección es en el lado primario del transformador, el fusible a utilizar deberá cumplir con la norma NFPA 70-2008 (artículo 450-3) que menciona que la capacidad debe ser cercana a la corriente nominal del transformador. Además, esta curva debe ubicarse por debajo de la curva de daño del transformador y por encima de la corriente de magnetización (29).

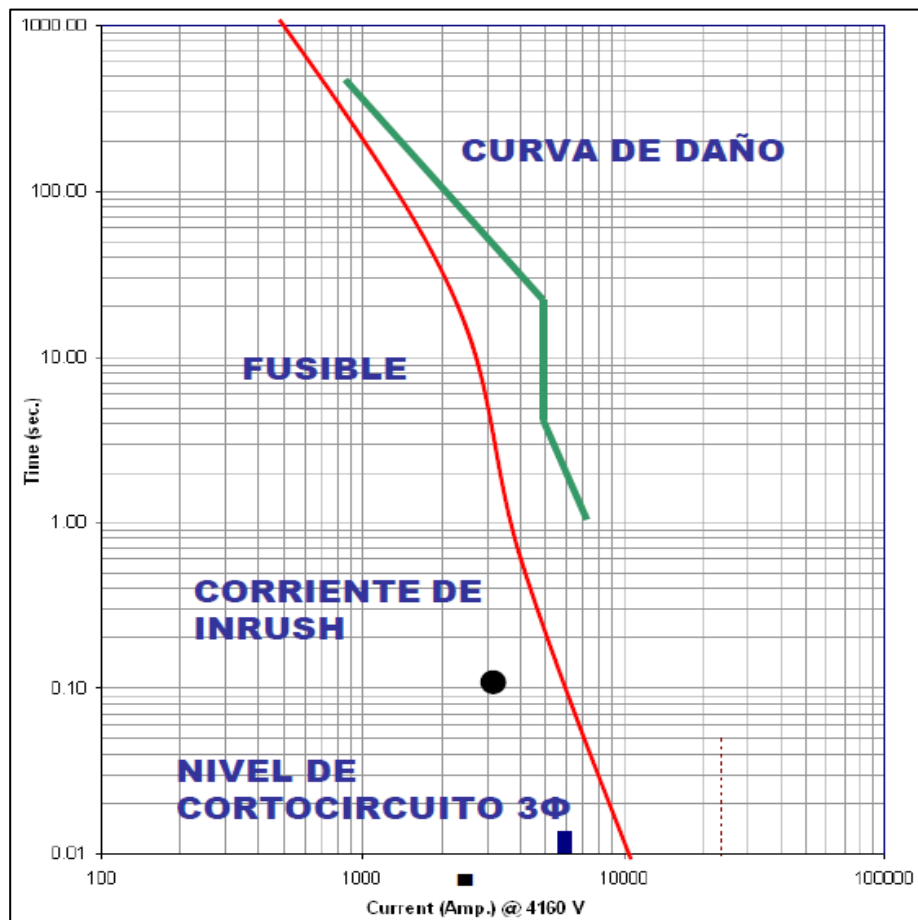


Figura 34. Curva de daño de transformador con fusible
Fuente: Coordinación de protecciones en media y baja tensión, Inelectra (29)

- **Ajuste de protección instantánea**

El elemento instantáneo primario debe ajustarse para que actúe un 10 % por encima del cortocircuito subtransitorio asimétrico en el secundario, referido al primario. Este valor se representa mediante la siguiente ecuación (42).

$$1.1 \times I'_{CC3\phi_{BT \text{ Reflejado a MT}}} < I_{50P}$$

Donde:

I_{50} : protección instantánea

$I'_{CC3\phi_{BT}}$ reflejado a MT: máximo valor de cortocircuito en lado de baja tensión reflejado al lado de alta tensión.

También es fundamental verificar si el ajuste permite la corriente de energización del transformador (*inrush*).

- **Tiempo de operación**

Debe coordinar con la protección secundaria (relé secundario o de mayor salida, cuando no hay protección secundaria) y permitir que todas las corrientes de carga sumado a la corriente más grande del motor circulen sin operar las protecciones (42).

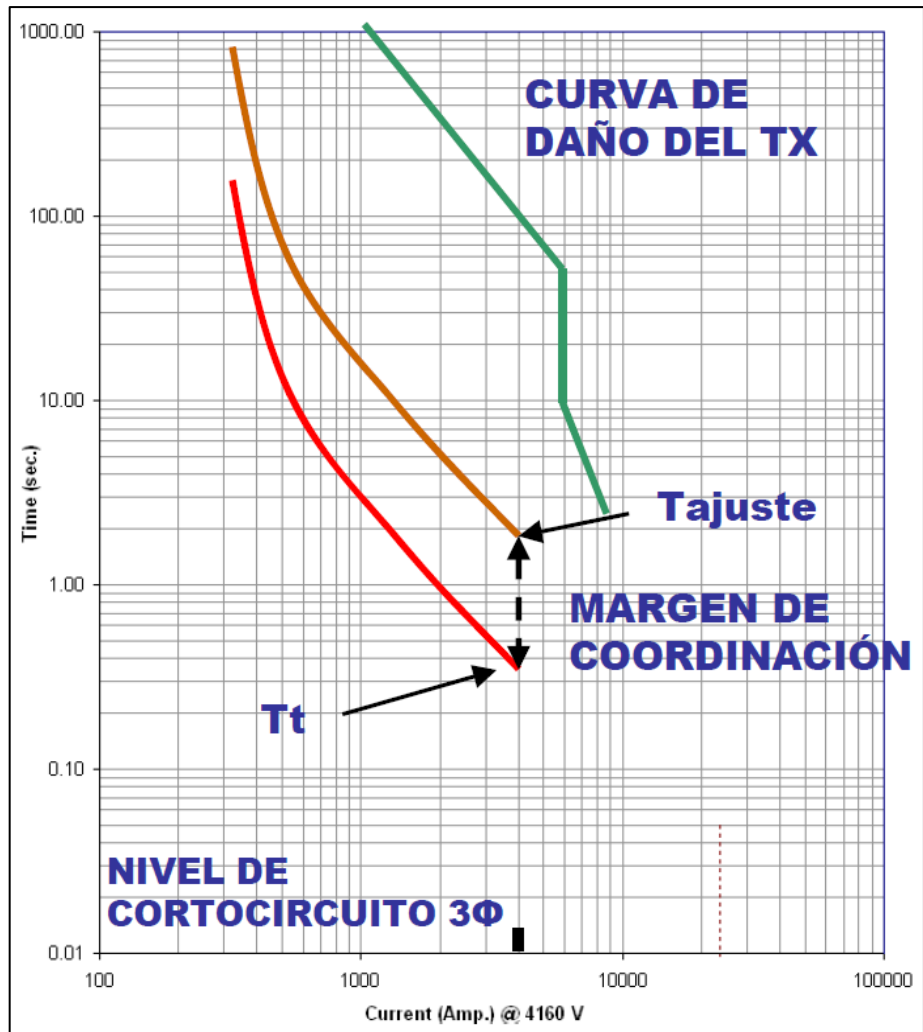


Figura 36. Margen de coordinación entre relés
Fuente: Coordinación de protecciones en media y baja tensión, Inelectra (29)

Los intervalos de coordinación entre relés típicos según la tabla 15-3, IEEE Std. 242-2001 son de 120 ms como mínimo, esto variará dependiendo del número de protecciones aguas abajo que se tenga en el circuito eléctrico. Por lo que se tiene la ecuación (25):

$$\text{Tajuste} = T_t + 0.12s$$

Donde:

T_t: valor de tiempo de relé aguas abajo en segundos

2.2.2.4. Motores

A. Definición

Es la máquina que permite transformar la energía eléctrica en energía mecánica. El motor de inducción es bastante usado con respecto a los demás tipos de motores, debido a que presenta las ventajas de uso de energía eléctrica

a un costo reducido, rápido transporte, de construcción simple y práctica y por su gran adaptabilidad a un sinnúmero de cargas y procesos en la industria que lo hace versátil comparado a otros motores (43).

B. Tipos de motores

Entre los tipos de motores eléctricos más usados están (43):

a) Motores de corriente continua: Son motores de un precio elevado que además requieren la conversión de energía alterna a continua para su funcionamiento, que involucra un gasto adicional al implementar un proyecto con este tipo de motor. Es usado en casos especiales donde se requiere precisión y velocidad ajustable, donde la inversión realizada compensa la instalación y el mantenimiento de este tipo de motores.

b) Motores de corriente alterna: Son los mayormente utilizados, debido a que la energía eléctrica se encuentra en corriente alterna y no requieren conversión para su funcionamiento. Dentro de los principales tipos tenemos:

✓ **Motor síncrono:** Operan con velocidad fija, en donde el deslizamiento no interviene, es utilizado en cargas de gran potencia, puesto que para tamaños pequeños su costo es elevado.

✓ **Motor de inducción:** Son máquinas que trabajan a velocidad fija o constante, que varía cuando se aplica carga mecánica a su eje. Es el motor mayormente utilizado dentro de los motores de corriente alterna por ser robustos de construcción simple, fácil mantenimiento y costo bajo de instalación, además, es posible implementarlo mediante un convertidor de frecuencia para tener el control de velocidad en los procesos que se requieran.

C. Partes principales

- **El estator:** Conformado por un laminado de hierro al silicio en forma de ranura, por lo general, es fijado mediante presión al interior de una carcasa o chasis (44).

- **El bobinado:** En el estator, se instala el bobinado del motor, que se identificará o se diferenciará si es de 2, 4 o más polos, cada uno fabricado

con diferente velocidad, clase de aislamiento, conexión, voltaje según se requiera. La identificación de estos datos generalmente se coloca en la placa de identificación del motor (44).

- **El rotor:** Considerada la parte móvil del motor eléctrico, compuesta por un eje, las chapas magnéticas y las barras de cobre o aluminio unidas en los extremos con tornillos o soldados. Estos son conocidos como los motores jaula de ardilla, ya que las barras conductoras y el anillo forman una jaula en cortocircuito (44).

D. Protección de motores

Según Mardegan (45), para garantizar la protección del motor, debe pasar por debajo de toda la curva de capacidad térmica del motor, protegiéndola totalmente en toda su longitud. Además, la curva del relé debe pasar aproximadamente un 10 % por debajo de la curva de capacidad térmica nominal para la protección del motor. Entre las protecciones principales están la sobrecarga, desequilibrio de corriente y rotor bloqueado (45).

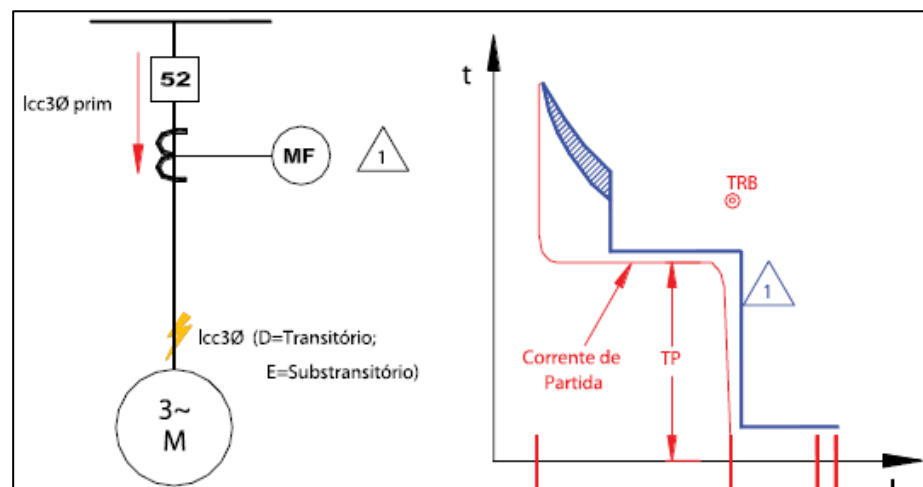


Figura 37. Curva tiempo vs. corriente para motores de media tensión
Fuente: *Protección de motores eléctricos por Mardegan (42)*

E. Criterio para selección de fusibles

Según el artículo 430-52 de NFPA70-2008, menciona que los fusibles deben seleccionarse en función a la corriente nominal del motor, con una capacidad máxima de hasta 175 % en fusibles de tiempo retardado y hasta 300 % en lo que no tienen retardo. Estos últimos son por lo general elegidos para lograr permitir sobrecargas y el arranque del motor. Por lo que los fusibles

deberán coordinar con relés y deberán activarse antes que estos para corrientes de falla que superen la capacidad de interrupción del contactor (29).

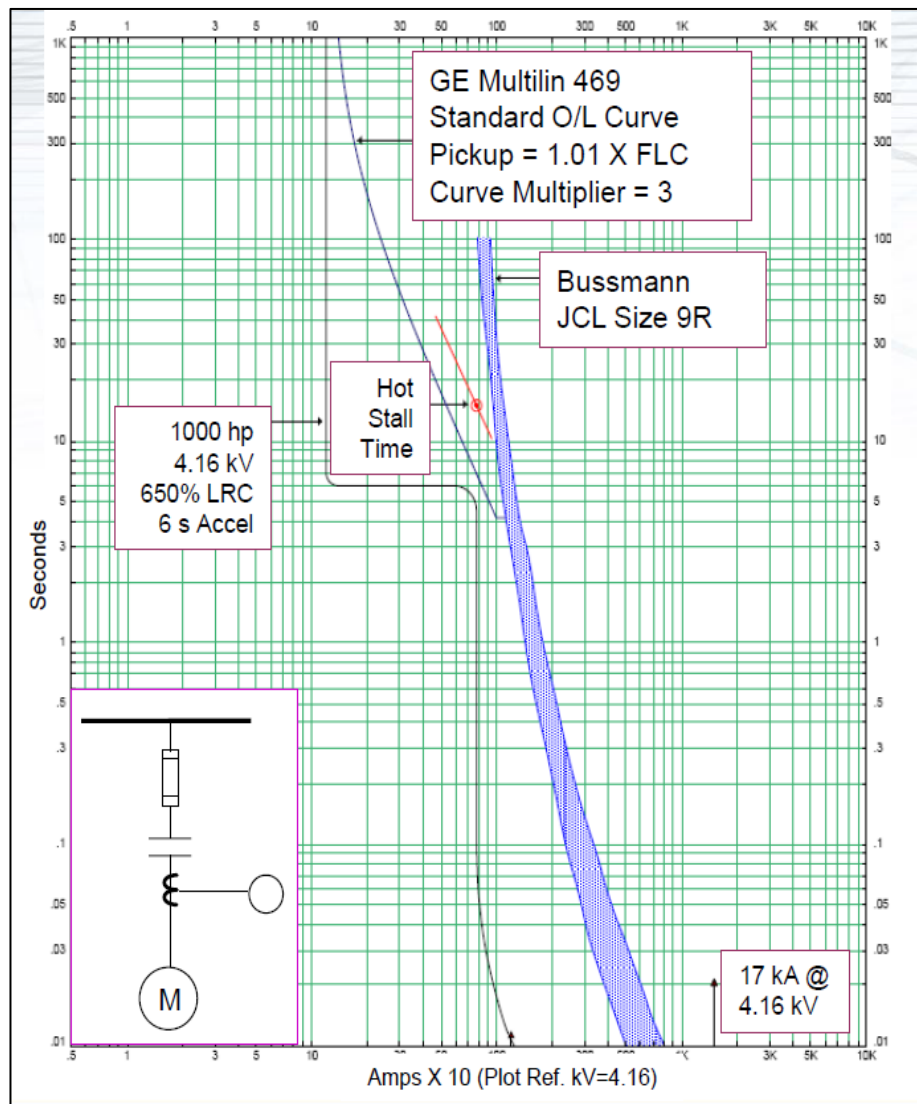


Figura 38. Curva de fusible y curva de daño motor
Fuente: *Overcurrent Protection & Coordination for Industrial Applications*, Durand

F. Protección contra sobrecarga

Según Inelectra (29), menciona que los ajustes se encuentran en el rango de 115 % a 125 % de la corriente nominal del motor, que se multiplican por los factores que se muestran en la figura 39.

Time rating of motor	Correction factor
Continuous, 1.15 service factor	1.0
Continuous, 1.0 service factor	0.9
Short time, 60 min	0.8
Short time, 30 min	0.75
Short time, 15 min	0.7
Short time, 5 min	0.6

*Figura 39. Factor de corrección para FLA
Fuente: IEEE C37.96-2000*

El arranque de sobrecarga se establece al valor más grande permitido por el factor de servicio del motor. En el caso de motores con un factor de servicio de 1.15, un *pickup* máximo del 125 % de la corriente a plena carga o FLA. Si bien la *pickup* máxima para los motores que tienen un factor de servicio de 1.0 es 115 %. La configuración típica de activación de la protección de sobrecarga en un escenario conservador es (25):

$$\text{Ajuste pickup} = 1.15 \times \text{FLA}$$

Donde:

FLA: Amperaje a plena carga

G. Protección instantánea

Cuando un motor arranca, la corriente de arranque (que suele ser 6 veces la corriente nominal de carga completa [FLC] del motor) tiene componentes asimétricos. Estas corrientes asimétricas pueden hacer que una fase vea hasta 1.7 veces la corriente de arranque RMS normal. Como resultado, la captación del elemento de cortocircuito debe establecerse por encima de las corrientes de arranque asimétricas máximas vistas por los TC de fase para evitar disparos intempestivos (46).

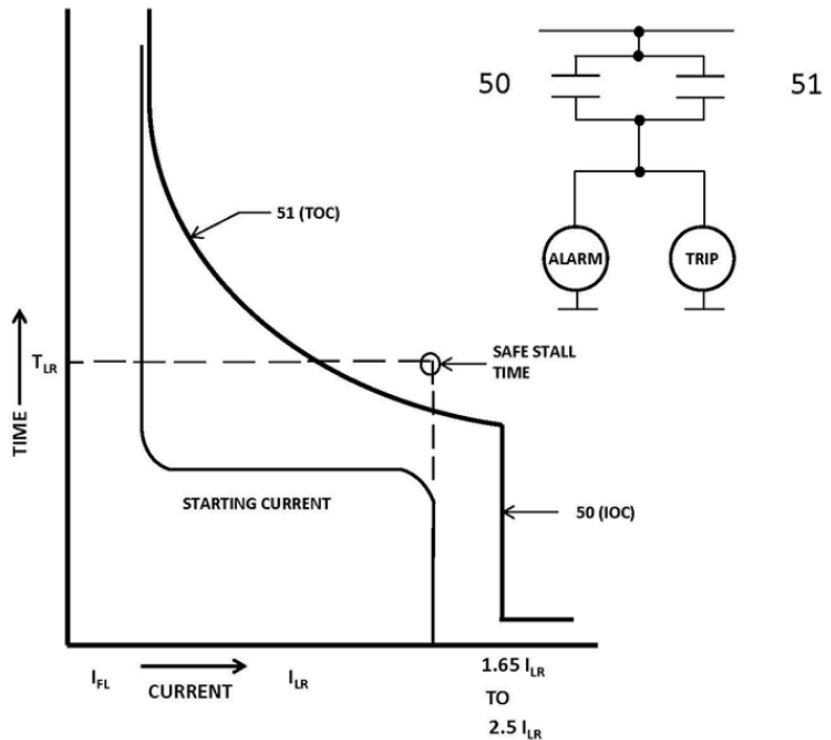


Figura 40. Curva de aceleración de motor, límite térmico y protección de sobrecorriente 51/50

Fuente: IEEE Std 3004.8-2016-IEEE Recommended Practice for Motor Protection in Industrial and Commercial Power Systems

La regla empírica es establecer la activación de la protección contra cortocircuitos en un valor que sea al menos 1,7 veces la corriente de arranque simétrica máxima esperada del motor. Esto permite que el motor arranque sin disparos molestos.

H. Protección contra falla a tierra

Cuando se trate de motores de media tensión debe utilizarse la protección de fallas a tierra, con un ajuste que no debe superar los 30 A, por lo general 5A y un tiempo de 0,1 segundo. Para la medición de corriente de falla a tierra se deberán emplear transformadores toroidales (29).

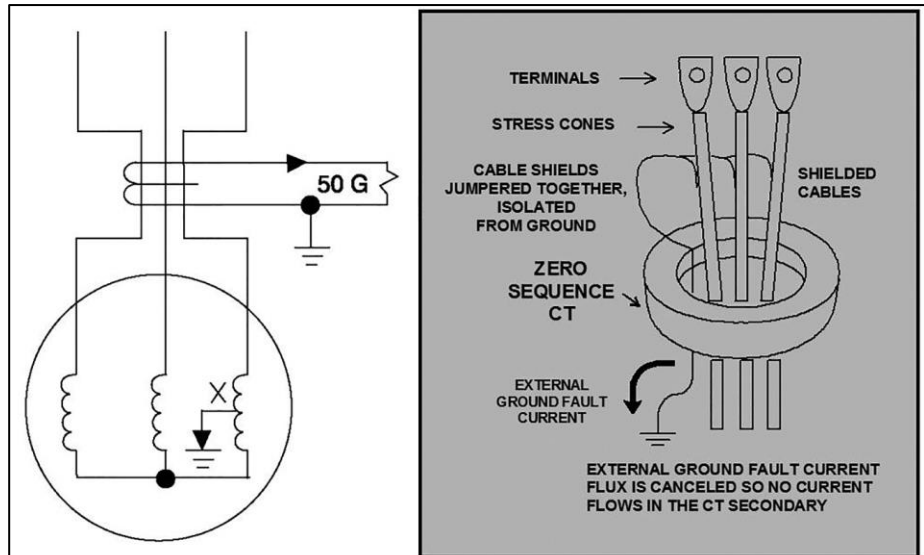


Figura 41. Protección contra sobrecorriente de falla a tierra usando un TC de secuencia cero

Fuente: IEEE Std 3004.8-2016-IEEE Recommended Practice for Motor Protection in Industrial and Commercial Power Systems

I. Protección de desbalance de corriente

Regularmente se ajusta al 15 % de la corriente nominal del motor. Para evitar la apertura de dispositivos innecesarios debido a desequilibrios durante el arranque, es recomendable considerar un retardo de tiempo. Además, se puede mencionar que el desbalance máximo ocurre cuando el motor pierde una fase (29).

Se recomienda ajustar el disparo en 25 % x FLA con un retraso de 5 segundos (46).

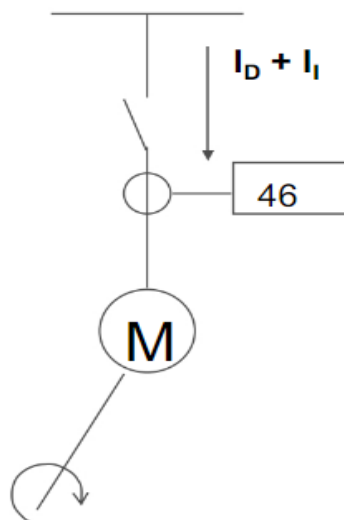


Figura 42. Máxima corriente de secuencia negativa: pérdida de fase

Fuente: Protección de motores eléctricos, Chile

J. Protección contra rotor bloqueado

La corriente de rotor bloqueado es la corriente consumida por el motor a su voltaje nominal cuando su rotor se mantiene estacionario o, en otras palabras, el rotor no gira ni gira. En cuanto a la operación del relé, el elemento evita que el motor alcance el 100 % de la capacidad térmica mientras se detecta un atasco mecánico. Ayuda a evitar la rotura mecánica de la carga accionada y reduce el tiempo de espera de inhibición de arranque (46).

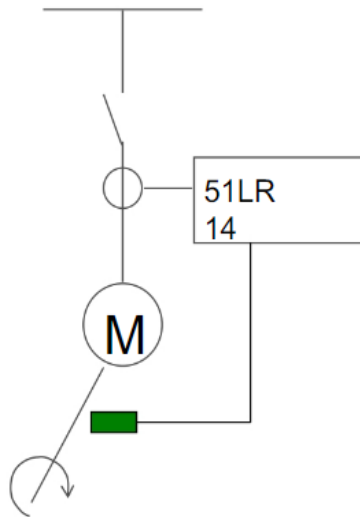


Figura 43. Rotor bloqueado
Fuente: Protección de motores eléctricos, Chile

- **Ajustes recomendables: (46)**

$$I_{51LR} = (1.5 \text{ a } 2) \cdot I_n$$

$$t_{51LR} = 2s \text{ (Verificar } T_{\text{acel}})$$

Donde:

ILR: corriente de rotor bloqueado (*locked rotor*)

2.2.2.5. Cables Eléctricos

A. Definición

Según la compañía ICM, es un conductor o conjunto de ellos, recubiertos de un material protector o aislante, por lo general, usado para conducir energía eléctrica, está conformado por cobre o aluminio debido a que poseen mayor conductividad, revestidos de un aislamiento (48).

B. Tipos de cables

- **Alambre desnudo:** posee un único alambre que no es maleable ni está revestido por ningún aislante (49).
- **Alambre aislado:** posee un único alambre que no es maleable y está revestido por un aislante (49).
- **Cable dúplex:** compuesto por dos conductores aislados en paralelo (49).
- **Cable rígido:** se trata de un cable difícil de manipular (49).
- **Cable trenzado:** compuesto de pares de cables entrelazados (49).
- **Cable blindado:** conjunto de cables cubierto por un recubrimiento metálico (49).
- **Conductores de aluminio:** en ciertos casos, se utilizan conductores de material de aluminio, aunque esté presente la desventaja de ser 60 % menos conductor que el cobre (49).
- **Conductores de cobre:** material mayormente utilizado por sus características (49).

C. Protecciones de circuitos de alimentación o alimentadores

a. Consideraciones generales

- Los cables necesitan protección para daños físicos, cortocircuitos y sobrecargas para garantizar su vida útil (29).
- Las elevadas temperaturas producto de sobrecargas provocan una reducción de la vida útil del cable ocasionando daño de su aislamiento (29).
- En caso de que una falla no sea aislada de manera rápida, los cables se verán afectados por daños térmicos. Para evitar que las temperaturas que produzcan daño se lleguen a alcanzar, el tiempo en despejar la falla deberá ser lo suficientemente pequeño (29).

- Cuando se presenta una falla a tierra en cualquiera de los conductores provocará una sobretensión sostenida que afectarán la integridad del cable (29).

b. Protección de sobrecorriente para media tensión (> 600 V)

Para que el cable no tenga un envejecimiento prematuro de su aislamiento, no debe someterse a una temperatura superior a la indicada según el tipo de aislamiento. Por lo tanto, la corriente de ajuste del dispositivo de protección debe ser como máximo igual al valor de corriente en relación con la ubicación donde se instaló el cable (47).

Ajustes recomendables:

$$I_{\text{Pickup}} \leq I_z$$

Donde:

I_{pickup} : corriente de ajuste en relé

I_z : capacidad de corriente admisible de cable

La capacidad de corriente admisible estará limitada por 3 constantes (50).

$$I_z = I_0 \times k_1 \times k_2 \times k_3$$

Donde:

I_0 : Capacidad de corriente admisible ordinaria de cada conductor para instalación en el terreno a 20 °C

k_1 : Factor de corrección que debe aplicarse si la temperatura del terreno es diferente de 20 °C;

k_2 : Factor de corrección para los cables adyacentes;

k_3 : Factor de corrección que debe aplicarse si la resistividad térmica del terreno es diferente del valor de referencia de 2,5 Km/W.

- **Factor de corrección k1**

En caso de que la temperatura sea diferente a 20 °C, se debe aplicar el factor de corrección k1.

Tabla 6. Factor de corrección para temperatura ambiente del terreno distinto de 20°C

Temperatura del terreno °C	Aislamiento	
	PVC	XLPE e EPR
10	1.10	1.07
15	1.05	1.04
25	0.95	0.96
30	0.89	0.93
35	0.84	0.89
40	0.77	0.85
45	0.71	0.80
50	0.63	0.76
55	0.55	0.71

Nota: Manual técnico de instalaciones eléctricas, ABB - Aparatos de protección y maniobra

• **Factor de corrección k2**

Con respecto a la capacidad admisible de corriente de un cable, esta se verá afectada ante la cercanía o presencia de cables instalados.

$$k2 = k2' \times k2''$$

Tabla 7. Factor de reducción para cables directamente instalados en el terreno

Número de circuitos	Distancia de cable a cable(a)				
	Nulo (cables en contacto)	Un diámetro de cable	0.125 m	0.25 m	0.5 m
2	0.75	0.80	0.85	0.90	0.90
3	0.65	0.70	0.75	0.80	0.85
4	0.60	0.60	0.70	0.75	0.80
5	0.55	0.55	0.65	0.70	0.80
6	0.50	0.55	0.60	0.70	0.80

Nota: Manual técnico de instalaciones eléctricas ABB - Aparatos de protección y maniobra

Cables multipolares



Figura 44. Separación entre cables multipolares

Fuente: Manual técnico de instalaciones eléctricas ABB - Aparatos de protección y maniobra

Con respecto a k2'' en caso de que los cables sean instalados directamente en el terreno o cuando no se encuentren presentes otros conductores en el mismo conducto, el factor de corrección k2'' será equivalente a 1.

- **Factor de corrección k3**

La disipación de calor del cable va ligada a la resistividad térmica del terreno (50).

Tabla 8. Factores de corrección para resistividad térmica del terreno distintos de 2.5 K·m/W

Resistividad térmica K·m/W	1	1.5	2	2.5
Factor de corrección	1.18	1.1	1.05	1

Nota: Manual técnico de instalaciones eléctricas ABB- Aparatos de protección y maniobra

c. Recomendaciones según NFPA 70-2008- Art. 240.101A

- El funcionamiento del fusible en trabajo continuo no excederá en tres veces la capacidad de corriente del conductor.
- El elemento de disparo que proteja el cable ya sea fusible o interruptor activado de forma electrónica no deberá ser mayor a seis veces la capacidad del conductor.
- Para que haya una adecuada coordinación es importante seleccionar correctamente los dispositivos de protección (29).

d. Protección contra cortocircuitos

Los cables, según las normas, tienen una característica de cortocircuito dada por la ecuación de I^2t a seguir (47).

$$I_{cc} = \frac{KxS}{\sqrt{t}}$$

Donde:

I_{cc} = corriente soportada por el cable [A]

S = sección del cable en mm²

t = tiempo que el cable está expuesto a la corriente [s]

K= constante que depende del tipo de aislamiento – tabla 9

Tabla 9. Factor K de los cables según el tipo de aislamiento

Factor K de los cables según el tipo de aislamiento							
Temperatura (grados)							
Cable	Conductor	Conexión prensada		Factor K	Conexión soldada		Factor K
		T1	T2		T1	T2	
EPR/XLPE 90°	Cobre	90	250	142	90	160	99
	Aluminio	90	250	93	90	160	65
EPR/XLPE 90°	Cobre	105	250	134	105	160	87
	Aluminio	105	250	88	105	160	57
PVC	Cobre	70	160	114	70	160	114
	Aluminio	70	160	74	70	160	74

Nota: Capítulo XII-Protección de cables- C. Mardegan (42)

Los valores de K se obtienen del estándar ICEAP32.382, donde T1 es la temperatura máxima de operación y T2 es la temperatura máxima del conductor en cortocircuito.

e. Coordinación

En la figura 45, se muestra la característica de corriente de corta duración del cable, y para que el cable no se dañe hasta que opere la protección, debe haber un rango de coordinación que comprenda el tiempo de funcionamiento más el tiempo de interrupción del equipo de protección. Si desea que el cable soporte si esta protección falla, debe usar 600 ms (47).

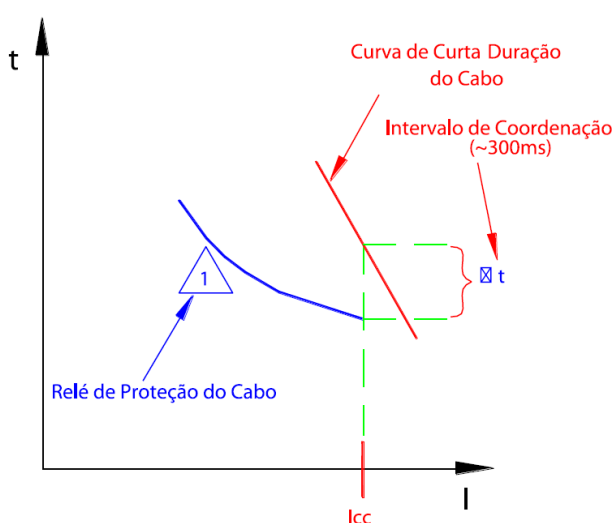


Figura 45. Coordinación entre protección contra sobrecorriente y cable
Fuente: Capítulo XII-Protección de cables, Mardegan (42)

Al dimensionar los cables se debe tener en cuenta que la protección principal puede fallar y el cable debe resistir hasta que opere la protección de respaldo. Los tiempos de coordinación usados por lo normal oscilan entre 0,6 y 1,5 segundos.

Así, a efectos de verificación, el intervalo de coordinación utilizado es del orden de 300 ms. Sin embargo, para dimensionar es más conservador usar 600 ms para dar tiempo a que opere la operación de respaldo (47).

2.3. Definición de Términos Básicos

A continuación, se mencionan las definiciones que servirán una mejor comprensión y son de gran ayuda para la presente investigación.

- Ajuste del *pickup*: Es el movimiento horizontal de la curva, para realizar la coordinación de protección.
- Ajuste del dial: Es el movimiento vertical de la curva, para realizar la coordinación de protección.
- Cortocircuito: Es un evento eléctrico que sucede principalmente cuando ambos cables eléctricos entran en contacto.
- Corriente *Inrush*: Se produce por la saturación de flujo del núcleo de material magnético del transformador durante la energización inicial.
- Corriente rotor bloqueado: Se denomina a la corriente que consume el motor cuando no está en movimiento y se le administra su voltaje nominal.
- Curva de daño transformador: Es la capacidad máxima de protección del transformador y es representada de forma gráfica en tiempos y corrientes.
- Letra KVA: El código de letras que define un conjunto de motores basados en una mezcla de su voltaje, amperios de rotor bloqueado y potencia.
- Factor de servicio: Se refiere al factor de sobrecarga que se puede aplicar a la potencia nominal de motor, según las condiciones determinadas para su operación.

- Límite térmico (frío): Es la representación de la curva de daño del motor y el porcentaje de la corriente de la corriente nominal que fluye en el devanado del estator cuando el motor comienza a funcionar desde la temperatura ambiente.
- Límite térmico (caliente): Es la representación de la curva de daño del motor vs. porcentaje de la corriente de la corriente nominal fluyendo en el devanado del estator cuando es arrancado desde la temperatura nominal de operación del motor.
- Motor: Es un dispositivo eléctrico que permite transformar energía eléctrica en energía mecánica mediante intercambios electromagnéticos.
- *Pickup*: Se refiere a un parámetro de configuración que informa al relé de la magnitud de corriente a partir del cual empieza a operar la curva de protección.
- TMS o *time dial*: Es un parámetro que sirve como indicativo para el relé de protección, al realizar su ajuste se logra mover la curva inversa de forma vertical en el plano de tiempo vs. corriente.
- Transformador: Es un dispositivo estático de corriente alterna que permite modificar tanto la intensidad como el voltaje, conservando de manera constante la potencia y frecuencia.
- Velocidad de sistema de protección: Es la mínima duración o tiempo de la falla y el menor daño a equipos afectados.
- Rapidez de operación: Duración reducida de una falla, garantiza un menor daño en los equipos eléctricos protegidos.
- Seguridad de la protección: Para mejorar la seguridad es recomendable utilizar dos elementos de protección que deberán actuar en forma instantánea para garantizar una activación efectiva.

Capítulo III

Metodología

3.1. Métodos y Alcance de la Investigación

3.1.1. Método de Investigación

La presente tesis se realizó utilizando el método empírico y mediante la observación se analizó con simulaciones en ETAP la configuración de los ajustes actuales del sistema de coordinación de protecciones, que permitió hallar las posibles mejoras y, de esta manera, se pudo identificar ajustes que necesitaban modificarse, que fueron de ayuda para elaborar el estudio de coordinación de protecciones propuesto.

De acuerdo con Alan y Cortez (51) mencionan que el método empírico se aproxima a la comprensión de la realidad gracias al estudio directo y aplicación de la experiencia a través de métodos de investigación como la experimentación, observación y medición. Que ayudarán a entender la relación y las características principales del tema o sujeto que se investigan por medio de estrategias de interpretación de datos, exploración, como también la verificación de teorías.

3.1.2. Tipo de Investigación

Esteban menciona que la investigación aplicada, se denomina así «porque en base a investigación básica, pura o fundamental en las ciencias fácticas o formales se formulan problemas o hipótesis de trabajo para resolver los problemas de la vida productiva de la sociedad» (52, p. 3), en la presente investigación el tipo de investigación es aplicada, porque ayuda a reconocer las protecciones usadas en el

circuito eléctrico, y de esta manera se determinaron las protecciones a mejorar. Con la aplicación del *software* y el desarrollo de los cálculos se elabora una nueva propuesta para el estudio de coordinación del circuito eléctrico, y de esta manera se mejora la configuración de las protecciones en los transformadores, motores y alimentadores del circuito eléctrico de chancado.

3.1.3. Nivel de Investigación

El nivel de investigación es descriptivo. Como mencionan Hernández et al. (53), la investigación descriptiva determina las características y propiedades de objetos, personas, grupos y sociedades que se analicen. En resumen, solamente intentan recolectar o evaluar información de forma colectiva o independiente relativo a teorías o variables a las que se mencionan, su propósito no es mostrar cómo se vinculan estas.

Luego de identificar las protecciones de los equipos por mejorar sustentando las correcciones con el *software*, se puede proponer la aplicación de un nuevo estudio de coordinación de protecciones para el sistema eléctrico con las sugerencias planteadas en el capítulo V.

3.2. Diseño de la Investigación

El diseño de la investigación es no experimental. Hernández et al. (53) mencionan que el diseño no experimental es el «estudio que se realiza sin la manipulación deliberada de variables y en los que solo se observan los fenómenos en su ambiente natural para analizarlos» (p. 184).

En la investigación no se llegan a manipular variables físicas en los equipos de protección, solamente se evalúa el adecuado funcionamiento de los dispositivos. Para ello, se analizaron los márgenes de coordinación de protecciones, así como, la secuencia de operación entre relés y fusibles, teniendo en cuenta las curvas de daño para transformadores, motores y alimentadores. Utilizando una data existente se puede probar y realizar la coordinación de todo el circuito eléctrico involucrado. Por lo que el estudio propuesto en el capítulo V, servirá para mejoras posteriores en la empresa minera.

3.3. Población y Muestra

3.3.1. Población

La población de la investigación está conformada por 12 equipos entre ellos 3 transformadores, 6 motores eléctricos y 3 alimentadores principales para el circuito de chancado primario y secundario.

3.3.2. Muestra

Para la muestra de la investigación se consideró toda la población para realizar el análisis y evaluación de la desviación de tiempo y corriente de la coordinación de protecciones eléctricas del circuito de chancado.

3.4. Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos

Para la investigación se utilizó la técnica de la observación, que ayudó para recolectar la información, realizar el análisis y la interpretación de estos.

Asimismo, en el proceso de recolección de datos se usaron fichas de registro para motores, alimentadores y transformadores; esta información fue fundamental para los cálculos y para el ingreso de los datos necesarios solicitados por el *software*.

3.5. Técnicas de Procesamiento de Datos

Para realizar el procesamiento de la información se usó el programa informático Excel para la elaboración de la estadística descriptiva y realización de los cuadros y gráficos estadísticos. Asimismo, para la evaluación de la configuración de las protecciones existentes y propuestas se utilizó el *software* ETAP.

Capítulo IV

Resultados y Discusión

4.1. Resultados del Análisis y Tratamiento de la Información

4.1.1. Descripción General

A continuación, se detallan las protecciones activadas en la actualidad en todos los equipos del circuito de chancado que se encuentran distribuidas como se muestra a continuación:

Chancado

- Alimentador principal de circuito de chancado
- Transformador Principal de 3MVA.

Chancado primario

- Alimentadores chancado primario
- Motor faja transportadora 1
- Motor chancadora giratoria
- Transformador T12-750 kVA

Chancado secundario

- Motor faja transportadora 2
- Motor faja transportadora 5
- Motor chancadora cónica 1
- Motor chancadora cónica 2
- Transformador T10-750 kVA

4.1.2. Protecciones Activadas en la Actualidad

En las siguientes tablas presentadas, se muestran las protecciones activadas para cada uno de los equipos del circuito de chancado. Cabe mencionar que los relés cuentan con respaldo de fusibles de media tensión, estos serán evaluados en el capítulo V. La configuración de las protecciones activadas actualmente se muestra en los anexos.

Tabla 10. Protecciones activadas en la actualidad en transformadores

Protección de transformadores						
Equipo	51P	51P-2	50	51G	50G	51N
Transformador 3 MVA	Sí	Sí	No	No	No	Sí
Transformador T10-750 kVA	Sí	No	Sí	Sí	Sí	Sí
Transformador T12-750 kVA	Sí	No	Sí	Sí	Sí	Sí

Tabla 11. Protecciones activadas en la actualidad en motores eléctricos

Protección de motores							
Equipo	49	50	51LR	50G	46	66	49S
Chancadora giratoria	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	No	Sí
Faja transportadora 1	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	No	Sí
Faja transportadora 2	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	No	Sí
Faja transportadora 5	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	No	Sí
Chancadora cónica 1	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	No	No
Chancadora cónica 2	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	No	No

Tabla 12. Protecciones activadas en la actualidad en alimentadores

Protección de alimentadores							
Equipo	51P	51P-2	50P	50P-2	51G	50G	51N
Alimentador principal circuito chancado	Sí	Sí	No	No	No	No	Sí
Alimentador 66 circuito chancado primario	Sí	Sí	No	No	No	Sí	No
Alimentador 76 circuito chancado primario	Sí	Sí	No	No	No	Sí	No

4.1.3. Protección de Acuerdo con Estudio de Coordinación Propuesto

En las siguientes tablas, se muestran las protecciones recomendadas para activar o desactivar para cada uno de los equipos del circuito de chancado, según el estudio de coordinación propuesto tratado en el capítulo V.

Tabla 13. Protecciones recomendadas para activar o desactivar en transformadores

Protección de transformadores						
Equipo	51P	51P-2	50	51G	50G	51N
Transformador 3 MVA	Sí	No	Sí	No	No	Sí
Transformador T10-750 kVA	Sí	No	Sí	Sí	Sí	Sí
Transformador T12-750 kVA	Sí	No	Sí	Sí	Sí	Sí

Tabla 14. Protecciones recomendadas para activar o desactivar en motores eléctricos

Protección de motores							
Equipo	49	50	51LR	50G	46	66	49S
Chancadora giratoria	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	No	Sí
Faja transportadora 1	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	No	Sí
Faja transportadora 2	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	No	Sí
Faja transportadora 5	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	No	Sí
Chancadora cónica 1	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	No	Sí
Chancadora cónica 2	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	No	Sí

Tabla 15. Protecciones recomendadas para activar o desactivar en alimentadores

Protección de alimentadores							
Equipo	51P	51P-2	50P	50P-2	51G	50G	51N
Alimentador principal circuito chancado	Sí	No	Sí	No	No	No	Sí
Alimentador 66 circuito chancado primario	Sí	No	Sí	No	Sí	Sí	No
Alimentador 76 circuito chancado primario	Sí	No	Sí	No	Sí	Sí	No

4.1.4. Evaluación de configuración de ajustes de las protecciones de los transformadores

Se realizó la evaluación de la configuración de los ajustes tanto de sobrecorriente y de tierra de las protecciones de los transformadores, con el propósito de satisfacer los objetivos planteados.

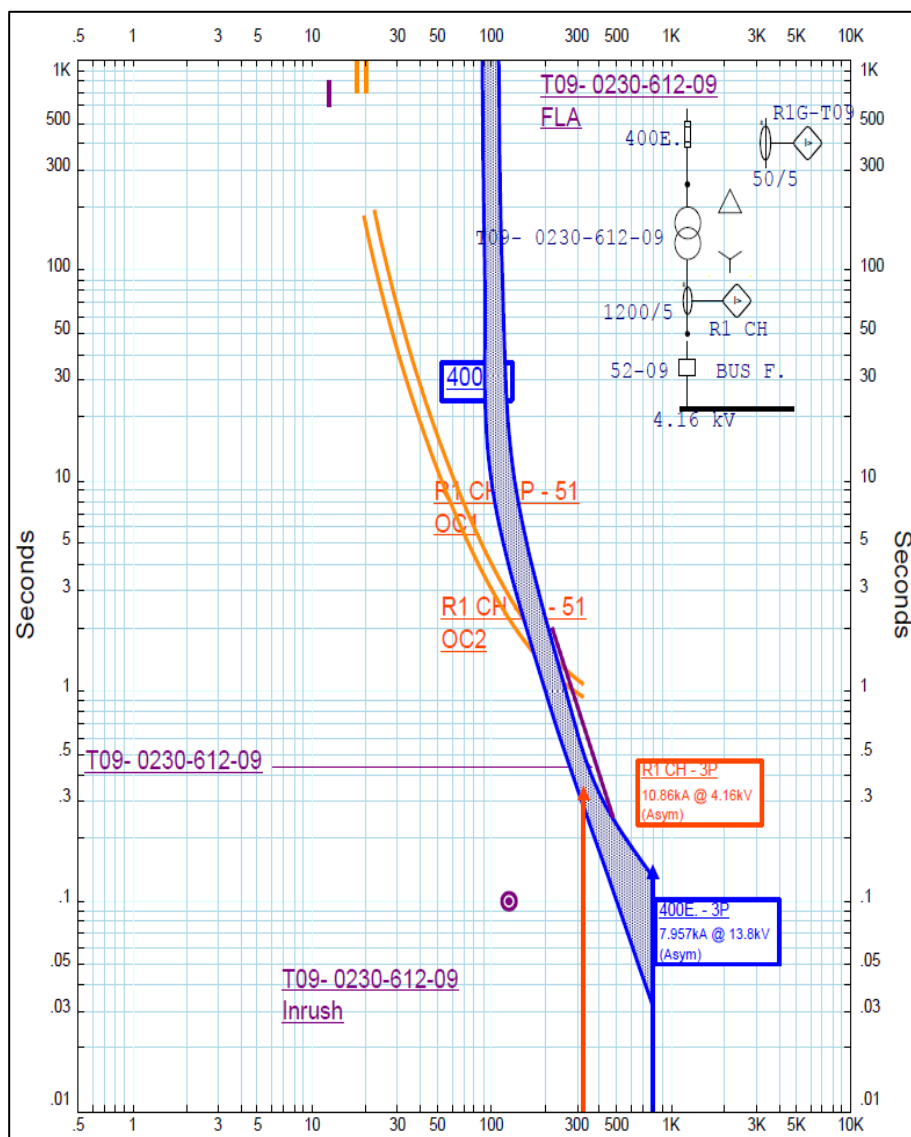


Figura 46. Evaluación de ajustes de protecciones de fase en transformador T09

En la figura 46 se observa que la primera y segunda etapa de sobrecorriente con retardo llega y se cruza con la curva de daño del transformador, además está superando el máximo valor de sobrecarga, por lo que no garantiza su protección integral, ya que debe encontrarse como máximo el 25 % adicional; asimismo, el fusible se encuentra cerca de la curva de daño y no cumple con lo recomendado según IEEE. Considerando que es el transformador principal, se debe proteger en la totalidad de la curva de daño.

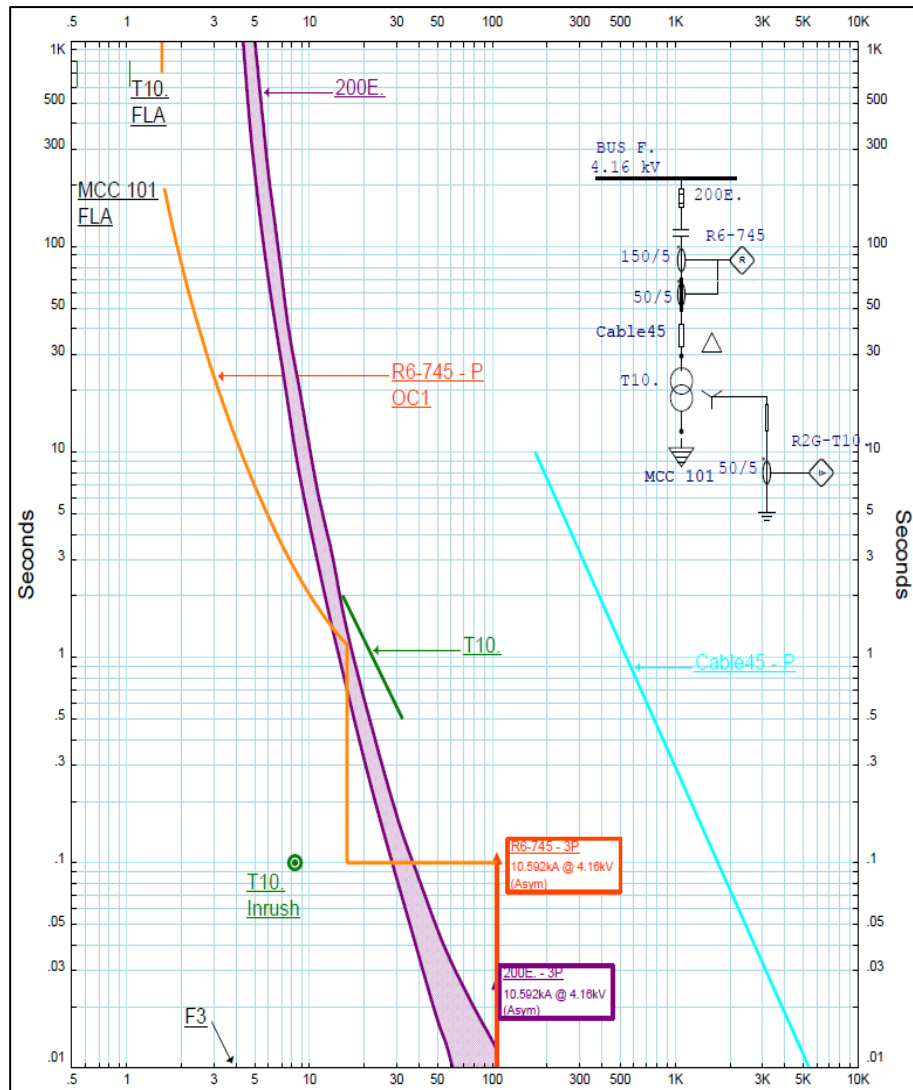


Figura 47. Evaluación de ajustes y protecciones de fase en transformador T10

En la figura 47 se observa un cruce en la etapa de sobrecorriente instantánea y el fusible, además, según lo verificado el ajuste está superando el máximo valor de sobrecarga.

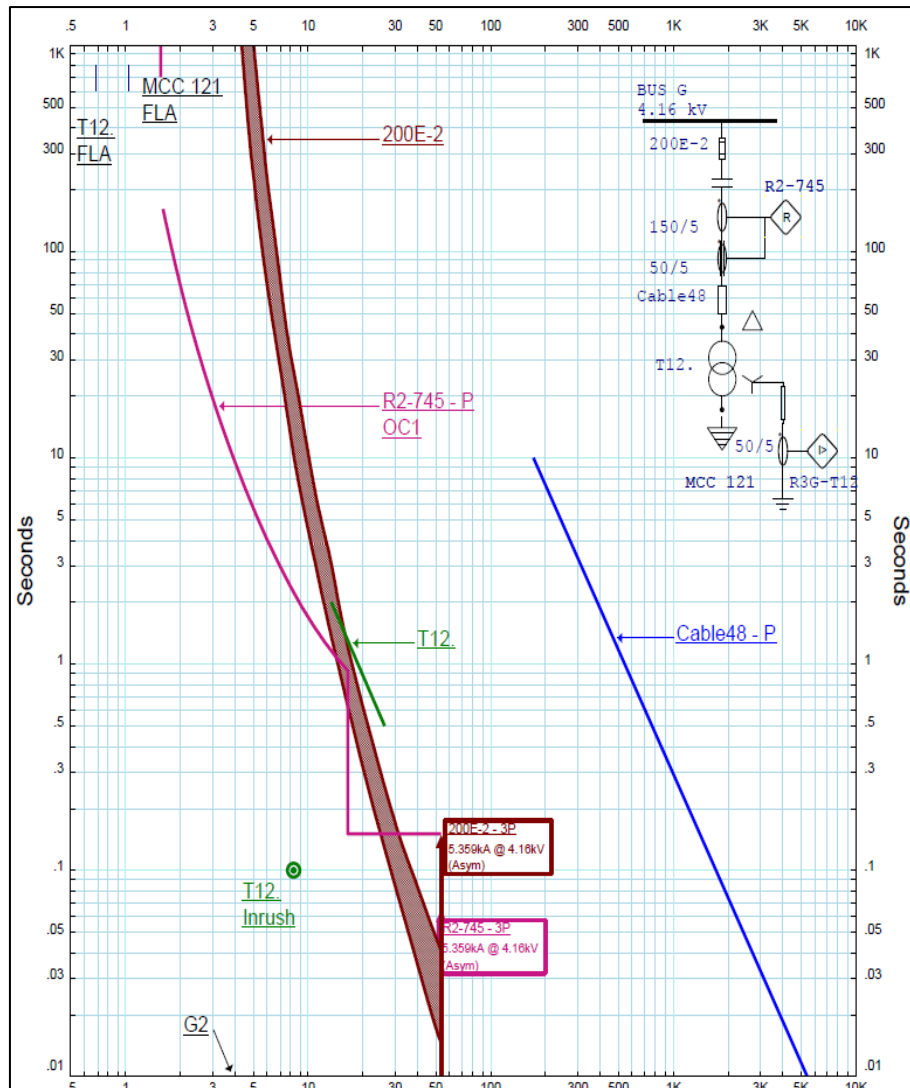


Figura 48. Evaluación de ajustes de protecciones de fase en transformador T12

En la figura 48 de forma similar al T10, se observa un cruce en la protección de sobrecorriente instantánea entre el fusible y el relé, y también se está superando el máximo valor de sobrecarga, por lo que no garantiza su protección integral.

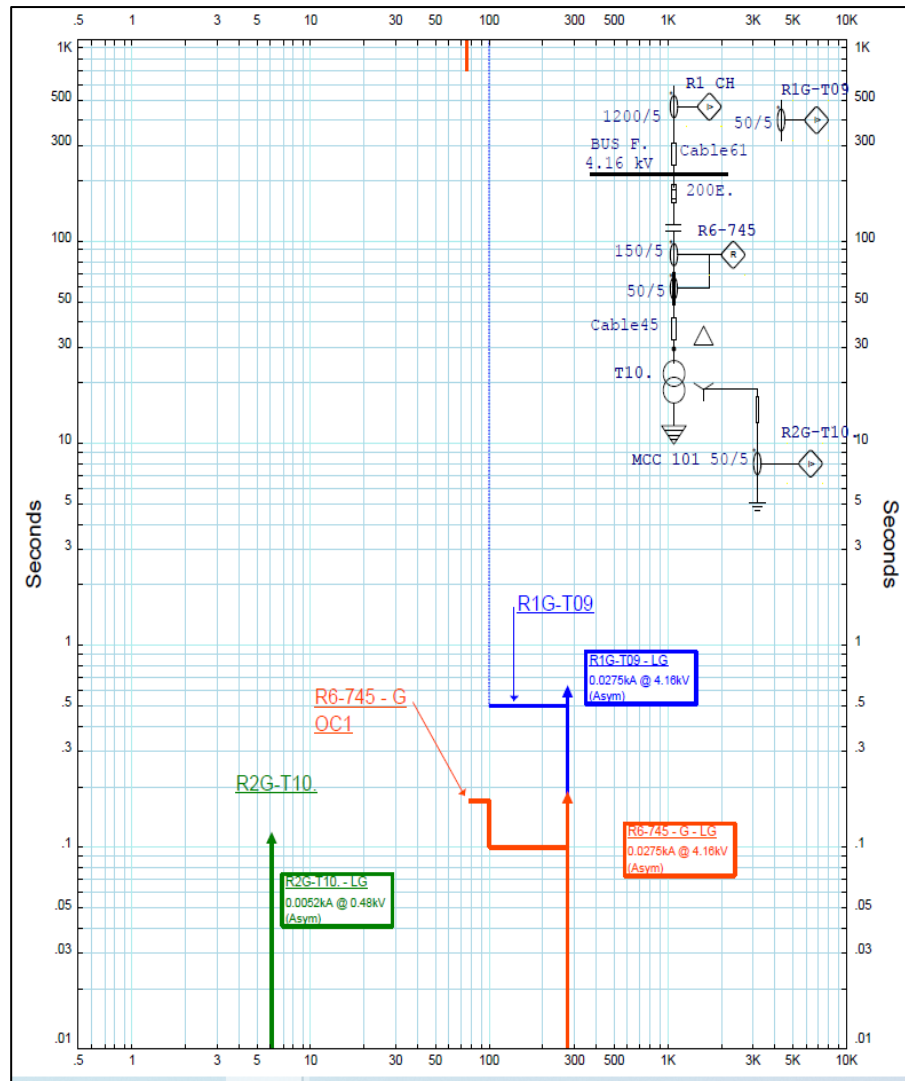


Figura 49. Evaluación de ajustes de protecciones de tierra en transformador T10

En la figura 49 se observa que no hay congruencia en los ajustes, ya que el valor de corriente para falla a tierra cercana al relé R2- T10 es 5A debido a la resistencia de alto valor instalada en el neutro del transformador, sin embargo, está ajustado a 7.5A. Existe margen de coordinación entre el relé R6- 745 y el relé de falla a tierra del transformador principal, pero es necesario verificar la coordinación con todos los relés aguas abajo.

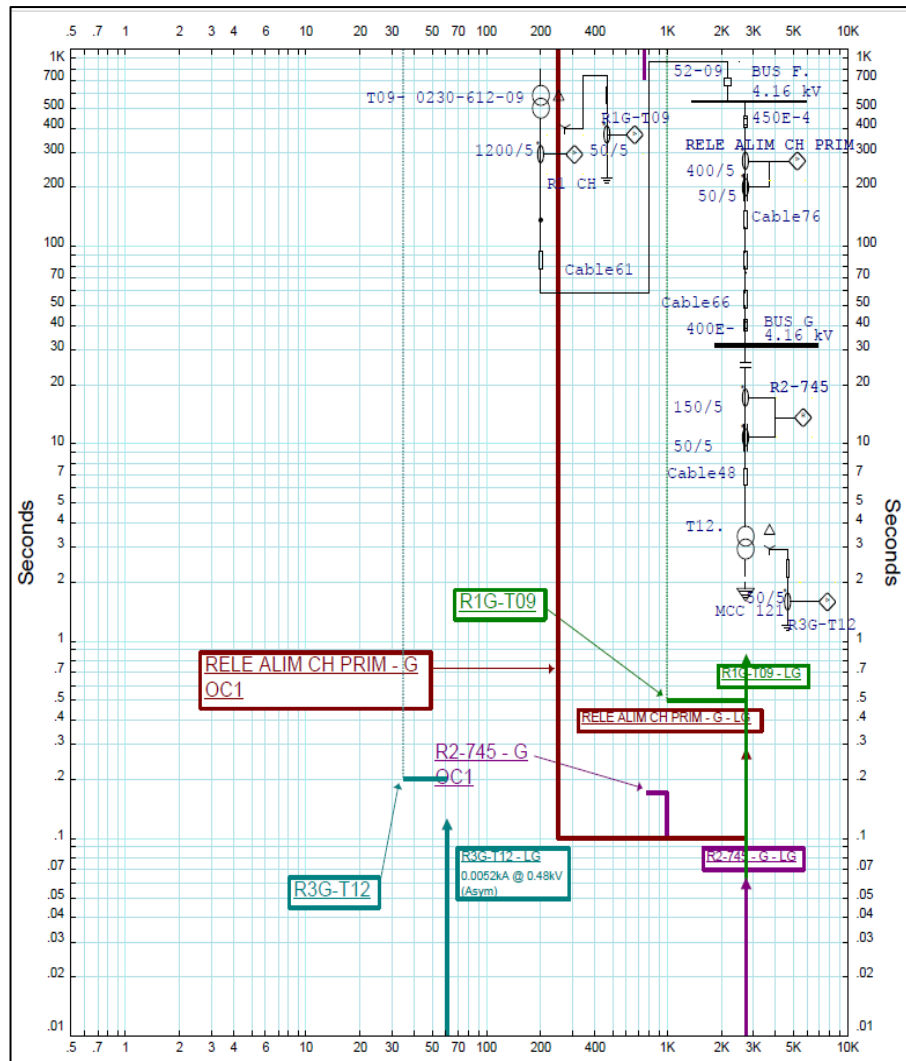


Figura 50. Evaluación de ajustes de protecciones de tierra en transformador T12

En la figura 50 se observa que no existe intervalo de coordinación entre el relé del transformador T12 y el relé alimentador aguas arriba, por lo que ante una falla a tierra actuarán los dos simultáneamente, por lo tanto, no hay coordinación entre ellas, ya que el último debe actuar después de un retardo de tiempo.

4.1.5. Evaluación de configuración de los ajustes de las protecciones de los motores

A continuación, se realizará la evaluación de las protecciones de fase y tierra de los motores eléctricos de chancado primario y secundario, también se incluirán las desviaciones en la coordinación de protecciones con equipos de protección aguas arriba.

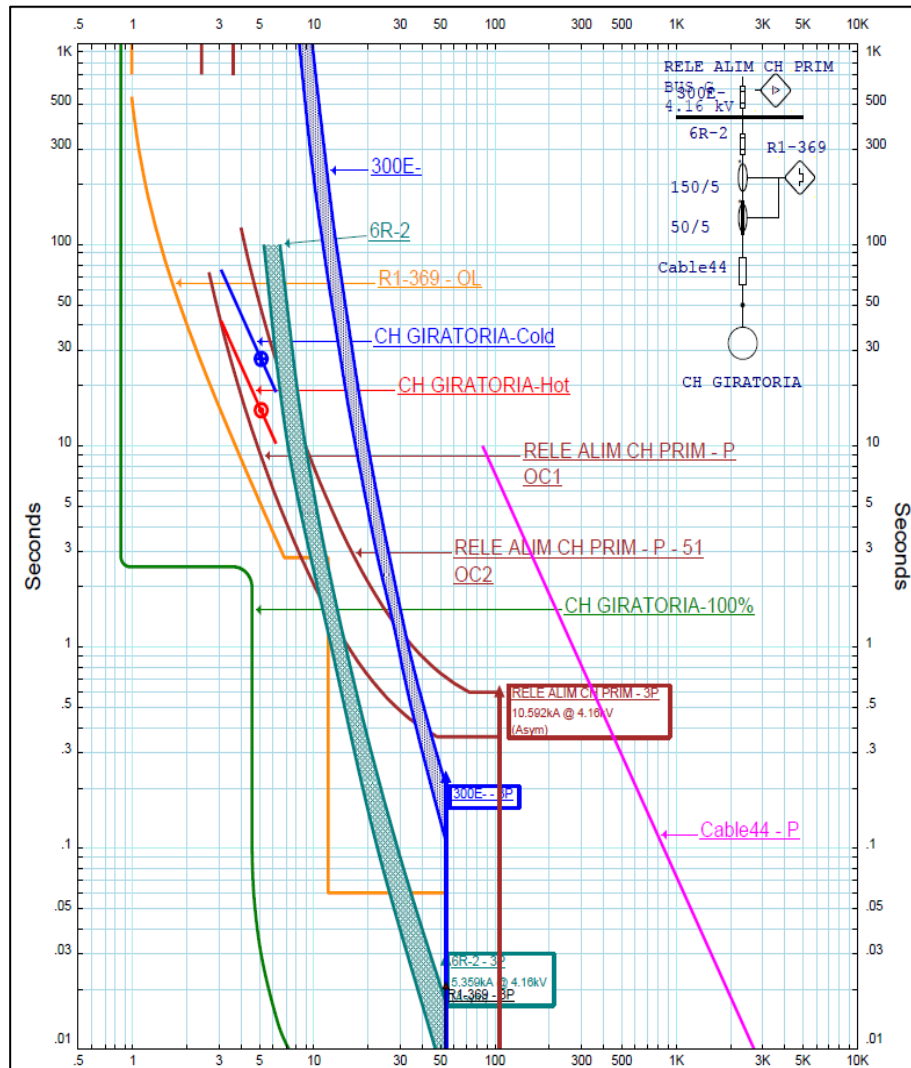


Figura 51. Evaluación de ajustes de protecciones de fase en chancadora giratoria

En la figura 51 se observa tres intersecciones, entre la curva de relé alimentador del circuito de chancado en la primera etapa y la curva de protección del motor en la función instantánea, luego en la segunda etapa de sobrecorriente del relé alimentador del chancado primario y el fusible de respaldo, por último, se intersecan el propio relé del motor con su fusible de respaldo.

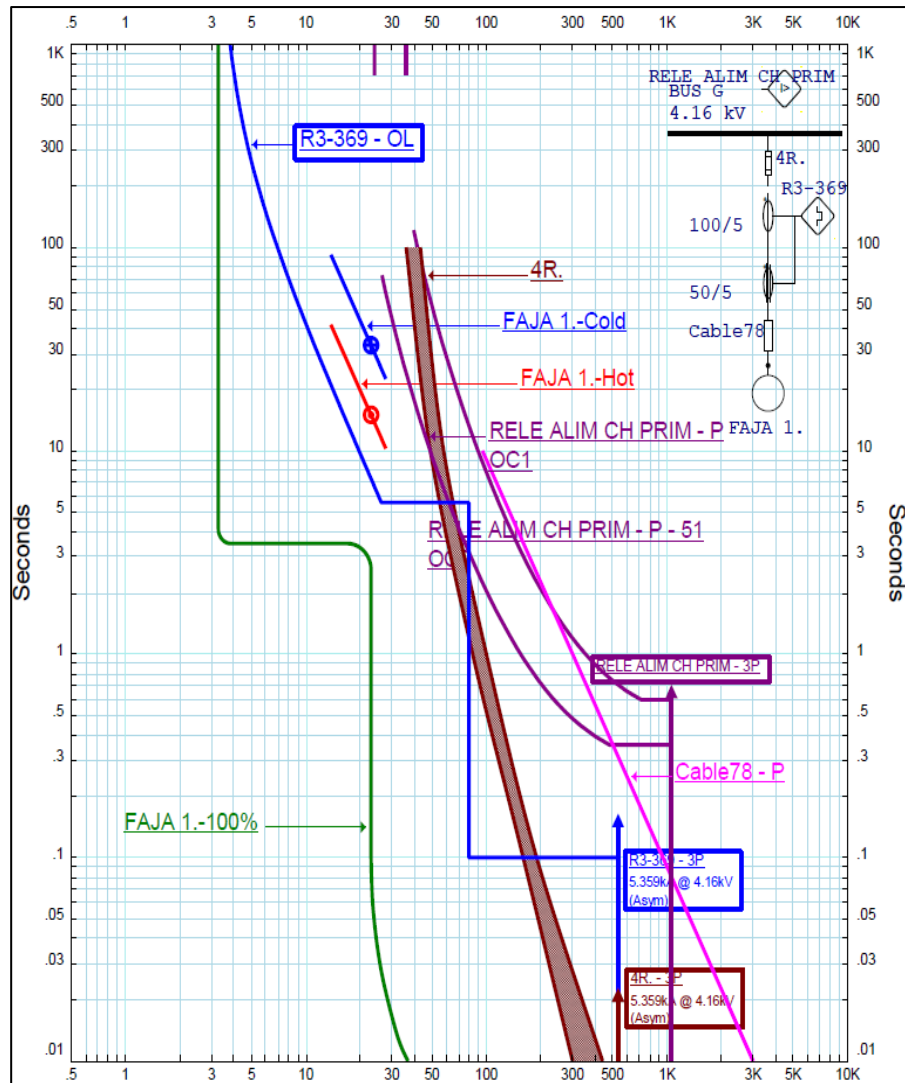


Figura 52. Evaluación de ajustes de protecciones de fase en la faja 1

En la figura 52 se muestra dos intersecciones, uno entre la curva de relé alimentador del chancador primario en la primera etapa y la curva de protección del motor en la función instantánea; el otro cruce se da entre el propio relé del motor con su fusible de respaldo.

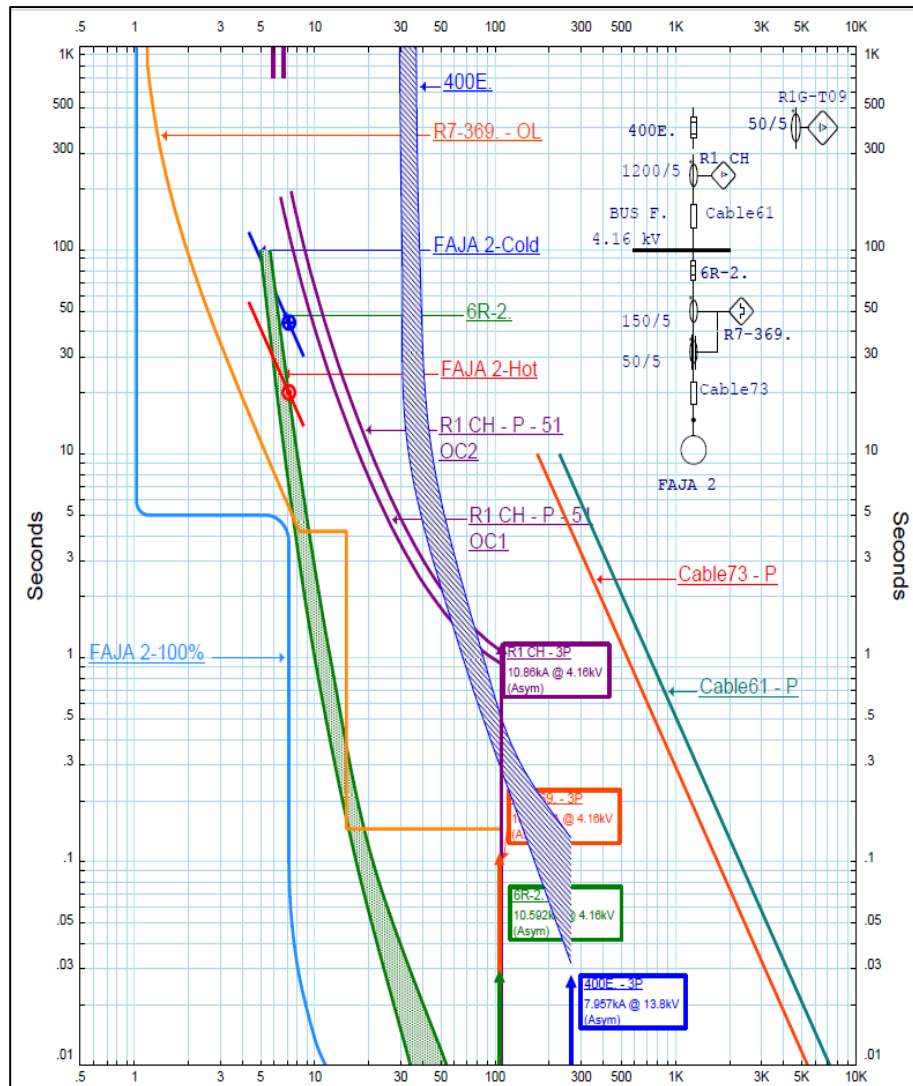


Figura 53. Evaluación de ajustes de protecciones de fase en la faja 2

En la figura 53 se muestra cuatro intersecciones, dos de ellas entre la curva de relé alimentador del chancador primario en la primera y segunda etapa y su fusible de respaldo, otra se da entre la curva de protección del motor en la función instantánea y su fusible de respaldo; por último, el fusible cruza los dos límites térmicos en caliente y frío del motor; por lo que se deberá seleccionar uno de mayor calibre como se presentan en el capítulo V.

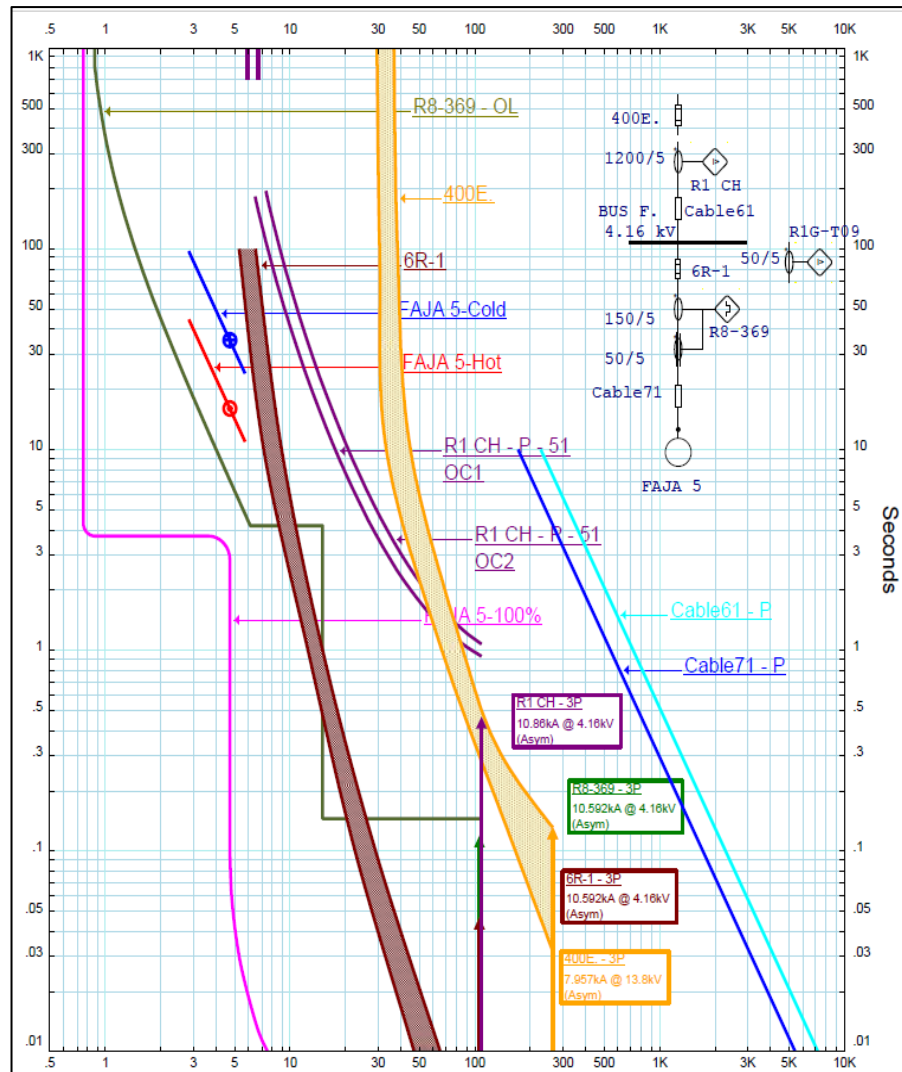


Figura 54. Evaluación de ajustes de protecciones de fase en la faja 5

En la figura 54 se observan tres intersecciones, dos de ellas entre la curva de relé alimentador del chancador primario en la primera y segunda etapa de sobrecorriente y su fusible de respaldo aguas arriba, la tercera se da entre la curva de protección del motor de la faja 5 en la función instantánea y su fusible de respaldo.

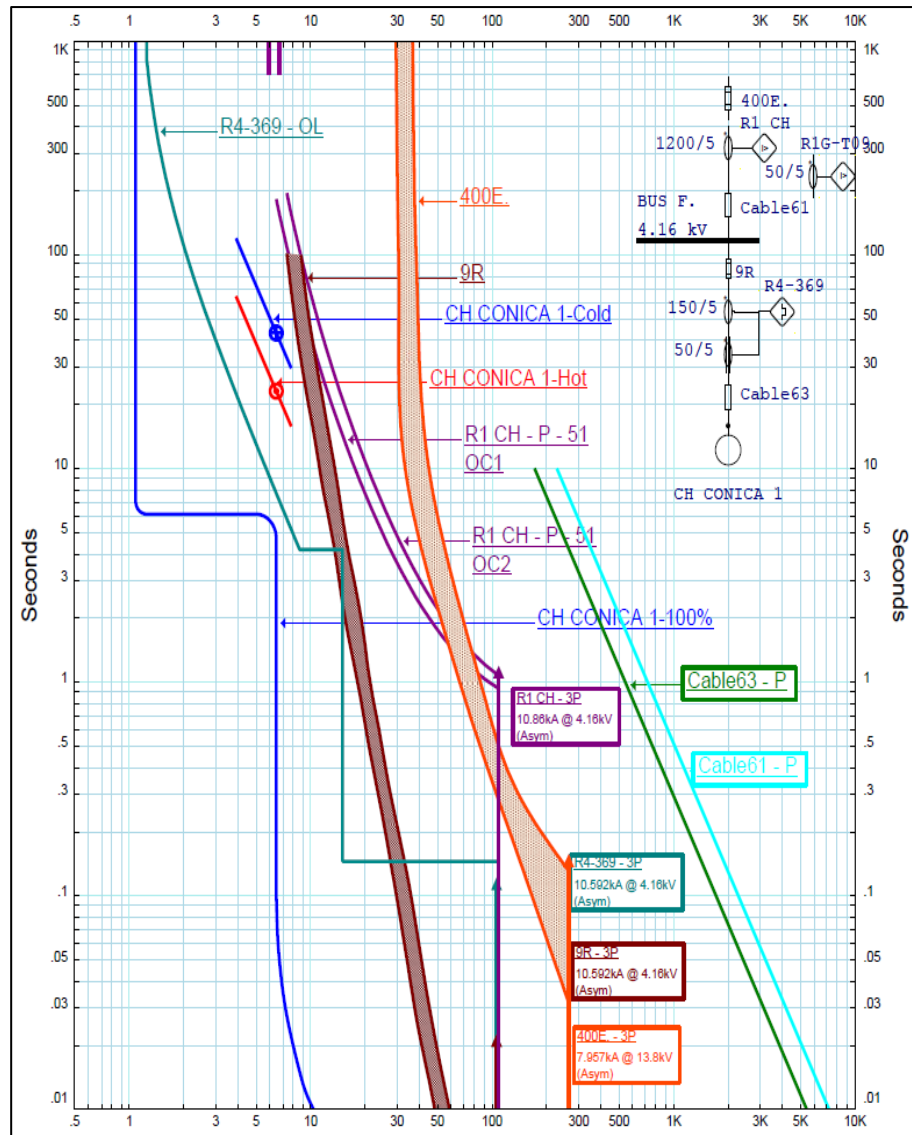


Figura 55. Evaluación de ajustes de protecciones de fase en la chancadora cónica 1

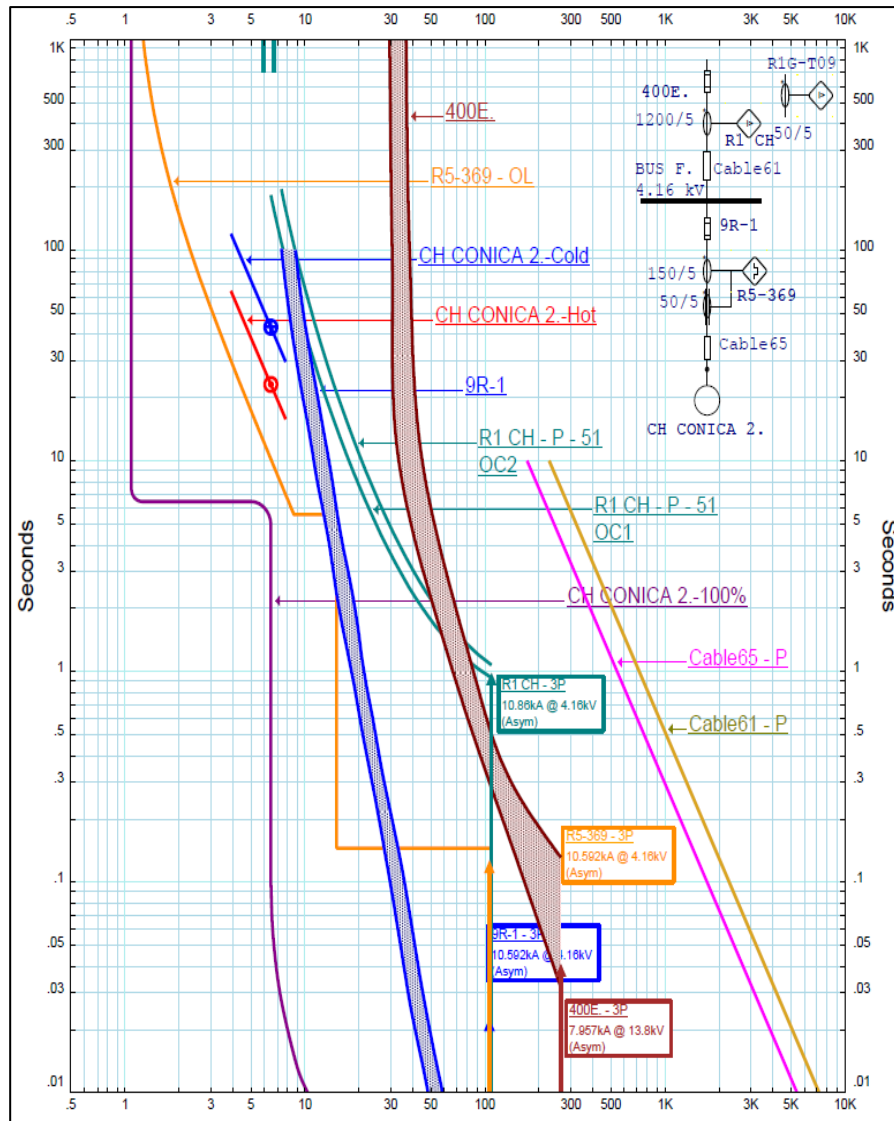


Figura 56. Evaluación de ajustes de protecciones de fase en la chancadora cónica 2

En las figuras 55 y 56 se observan tres intersecciones, dos de ellas entre la curva de relé alimentador de chancado primario en la primera y segunda etapa y su fusible de respaldo, la otra intersección se da entre la curva de protección del motor y su fusible de respaldo.

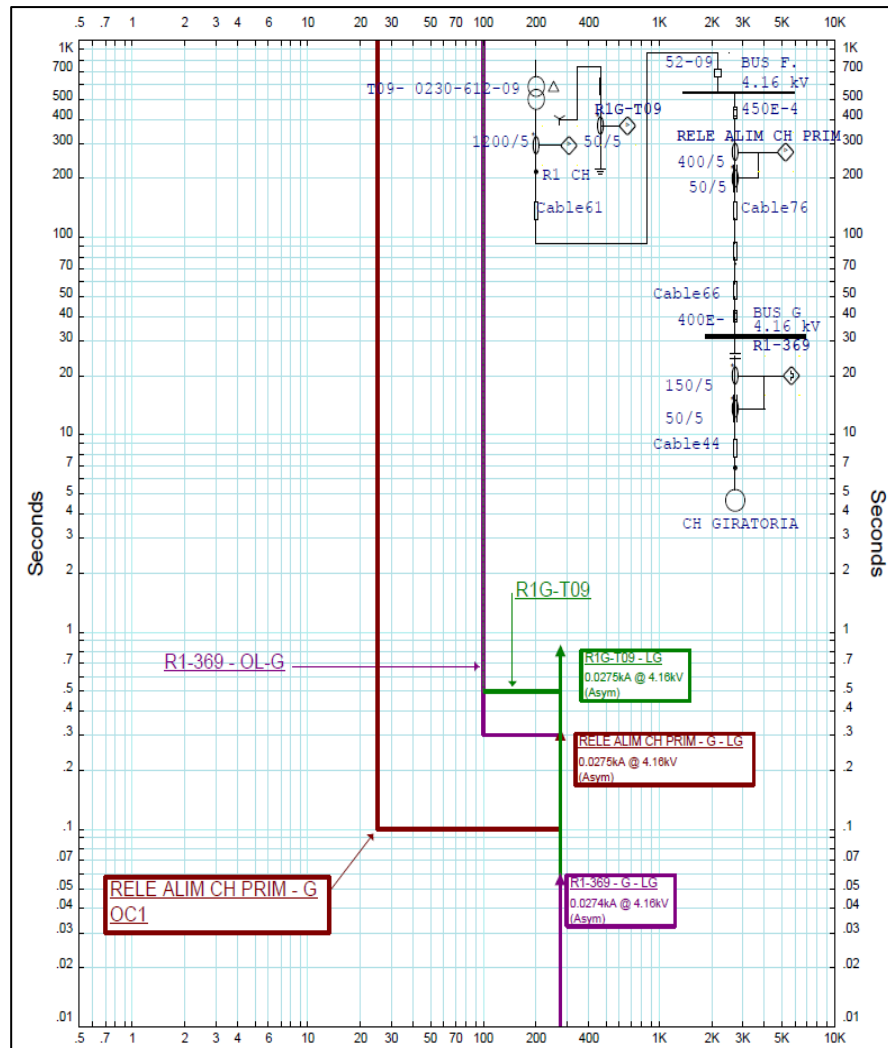


Figura 57. Evaluación de ajustes de protecciones de tierra en la chancadora giratoria

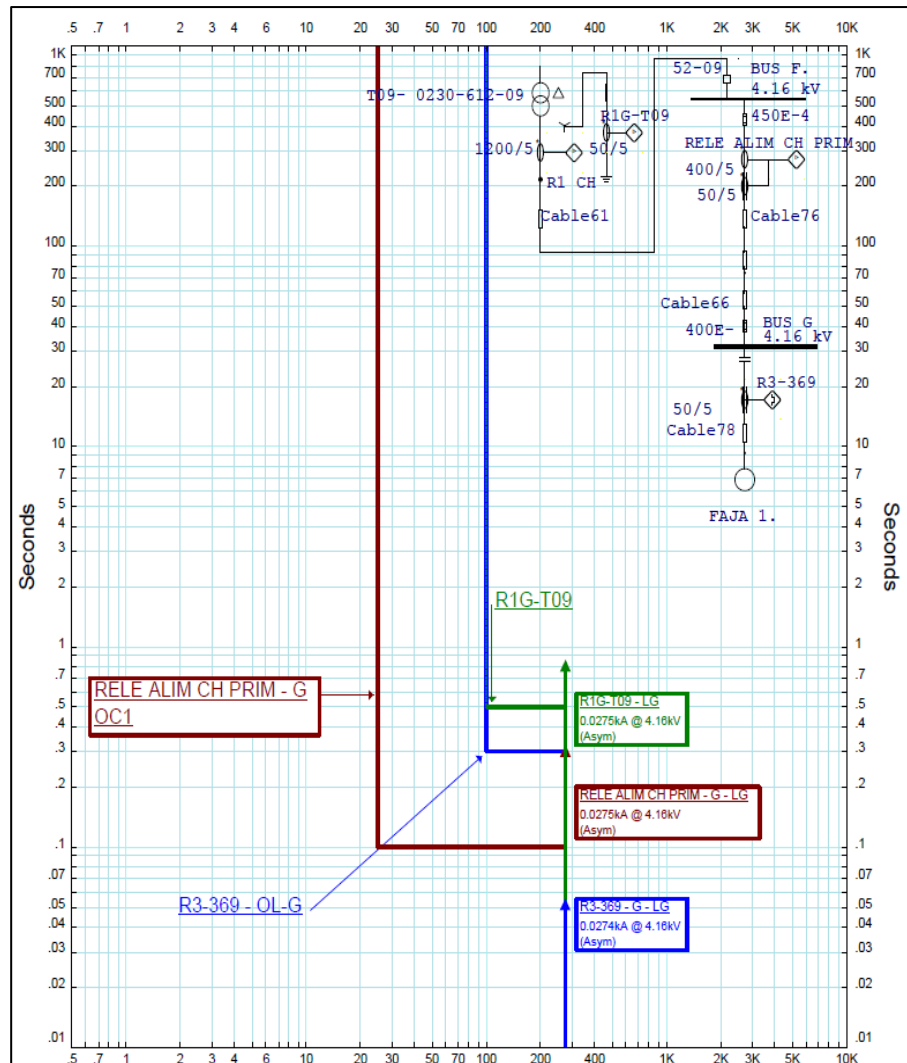


Figura 58. Evaluación de ajustes de protecciones de tierra en la faja 1

En las figuras 57 y 58 hay incongruencia en los ajustes el relé R1 y R3-369 aguas abajo y debe ser ajustado antes que el relé alimentador de chancado primario. Ante una falla a tierra cerca del motor actuará primero el relé alimentador y desconectará todo chancado primario.

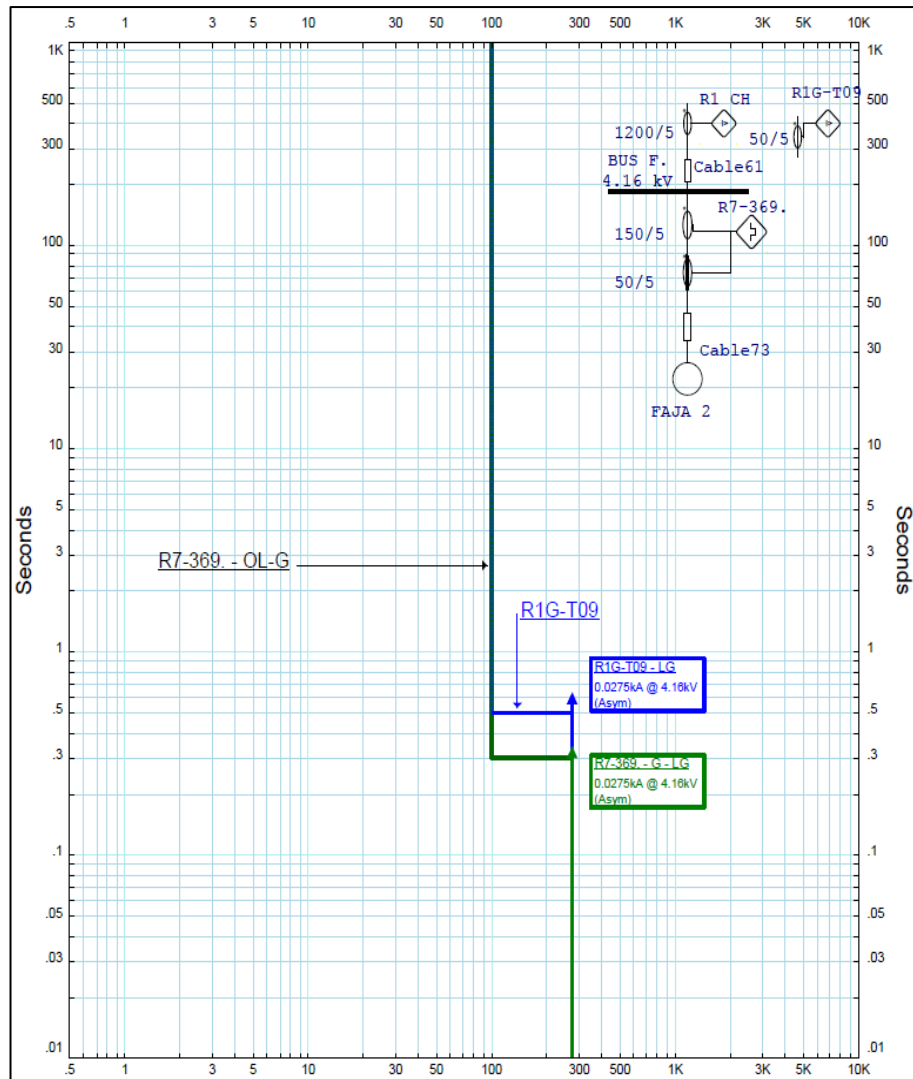


Figura 59. Evaluación de ajustes de protecciones de tierra en la faja 2

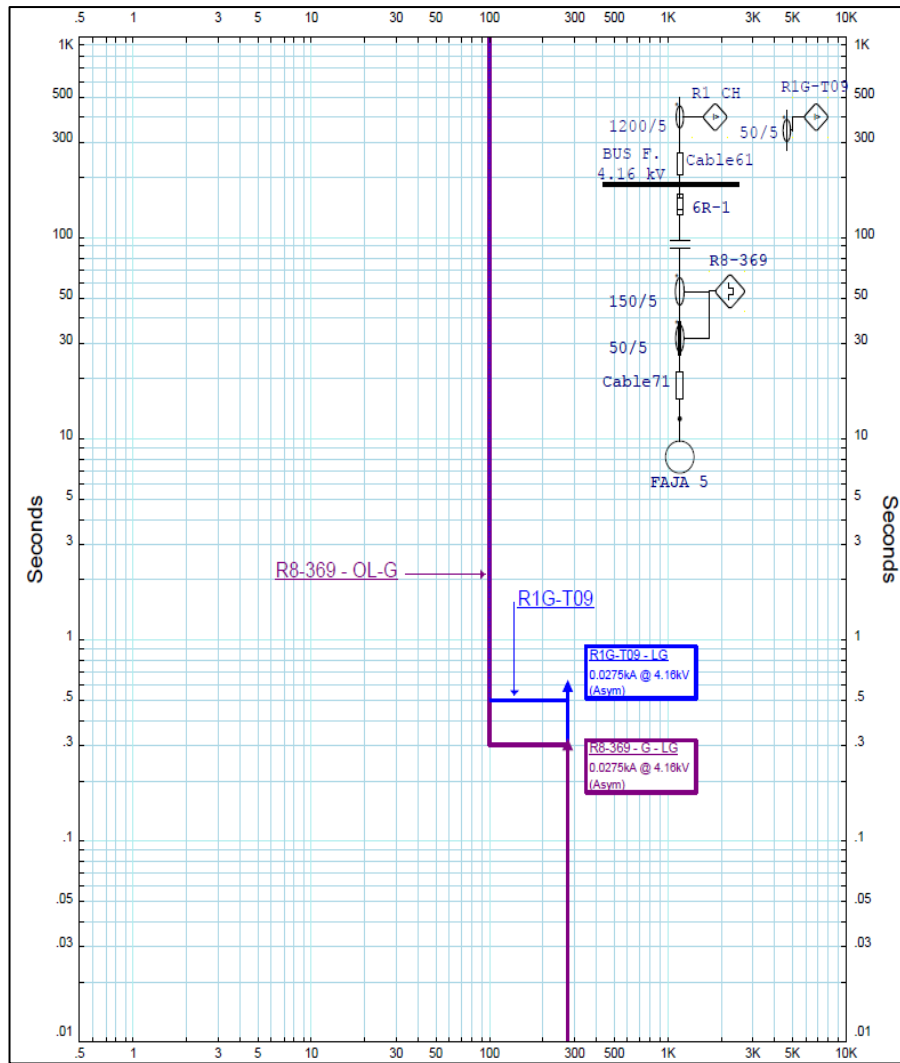


Figura 60. Evaluación de ajustes de protecciones de tierra en la faja 5

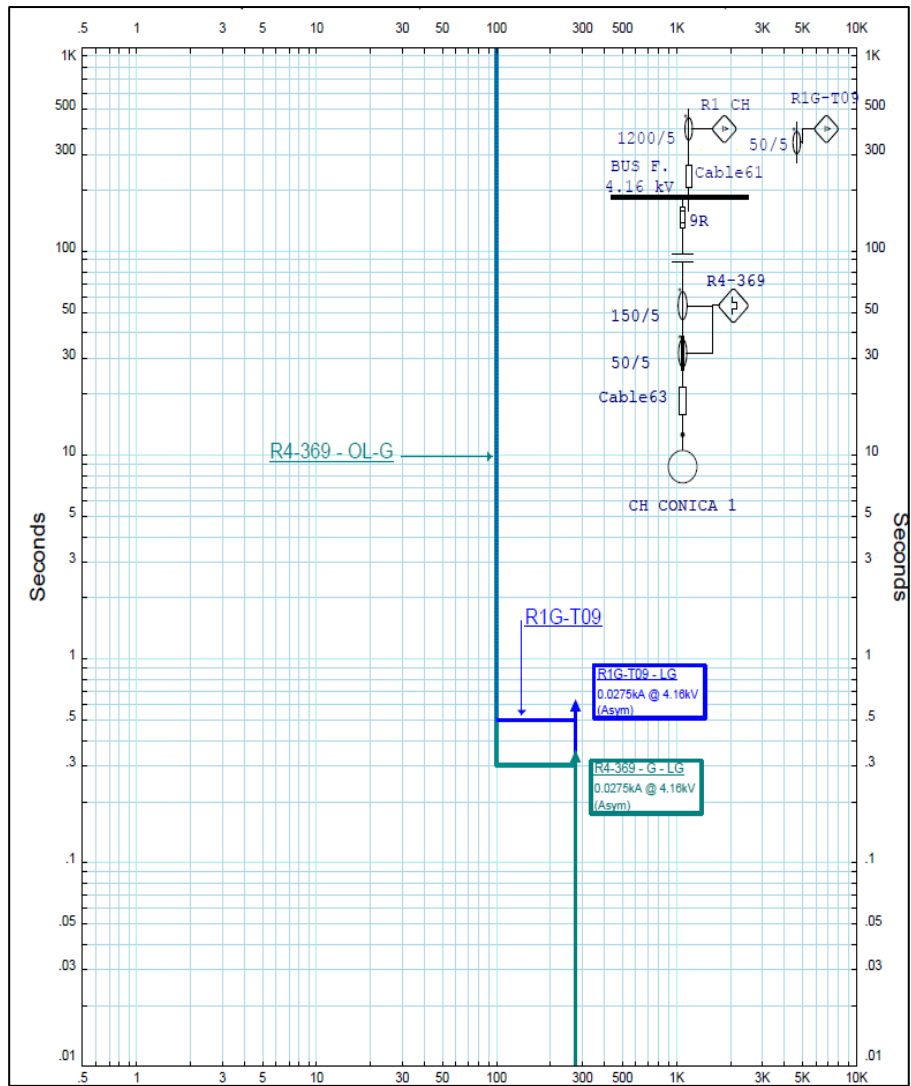


Figura 61. Evaluación de ajustes de protecciones de tierra en la chancadora cónica 1

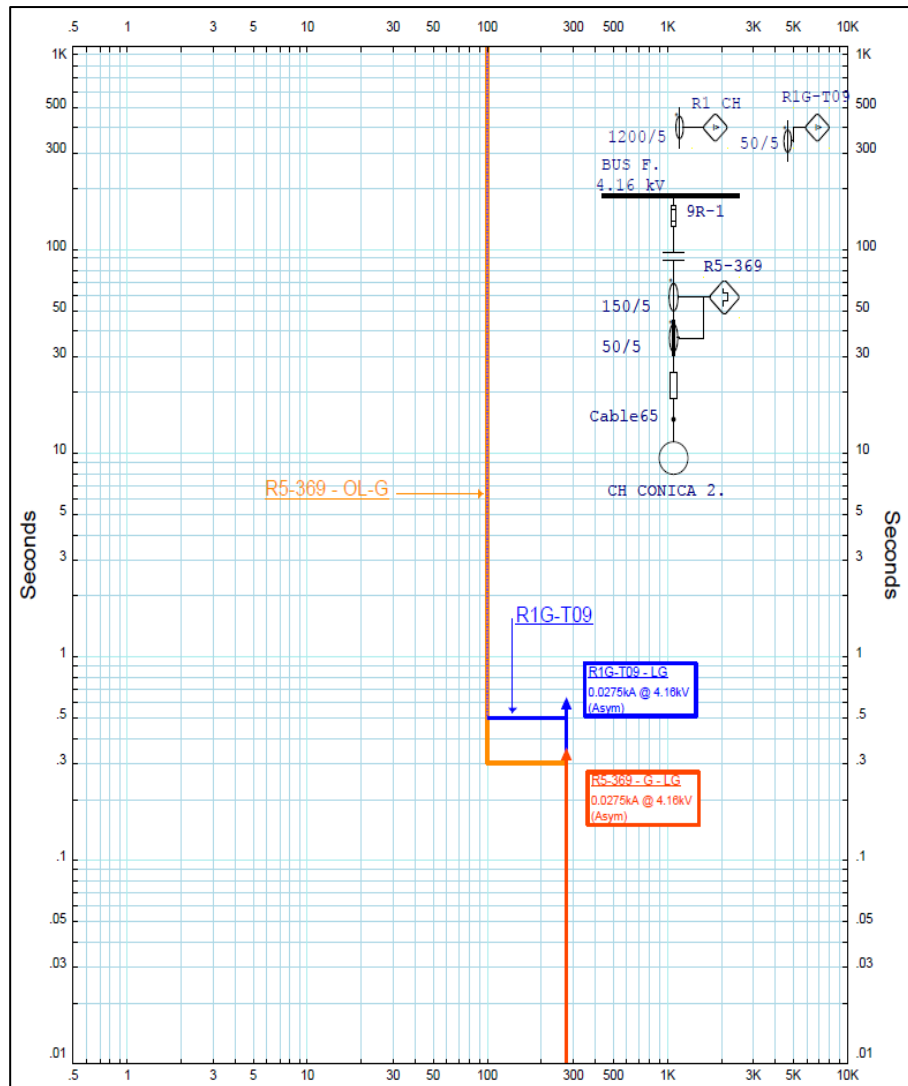


Figura 62. Evaluación de ajustes de protecciones de tierra en la chancadora cónica 2

En las figuras 59, 60, 61 y 62 también se puede observar que existe coordinación entre los relés R8- 369 y R1G-T09 en la función de falla a tierra, pero el R1G-T09, como ya se mencionó, debe coordinar con todos los relés aguas abajo.

4.1.6. Evaluación de Configuración de los Ajustes de las Protecciones de los Alimentadores

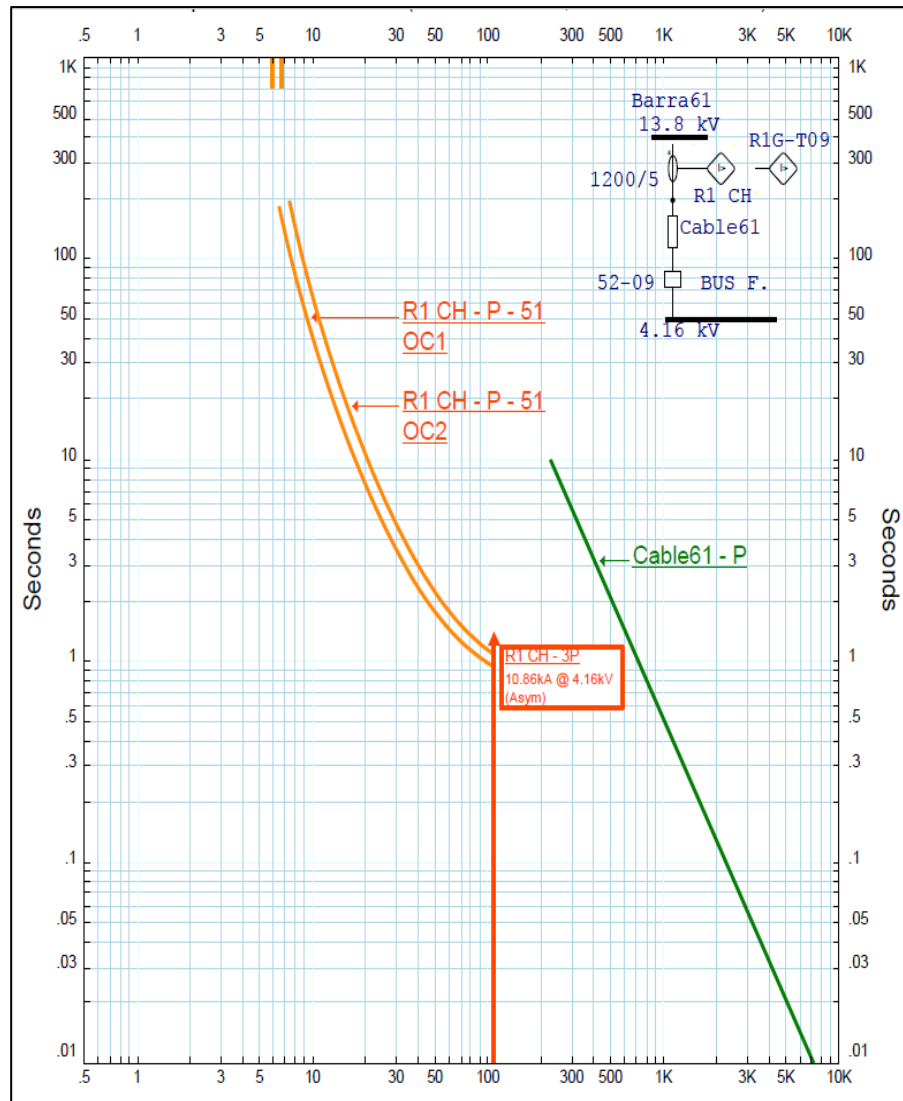


Figura 63. Evaluación de ajustes de protecciones de fase en el alimentador principal del circuito de chancado

En la figura 63 se observa que ofrece protección al alimentador principal, sin embargo, el mismo relé también protege al transformador de 3MVA. Se deben tener en cuenta los parámetros nominales de ambos, estableciendo criterios y luego de la comparación elegir el menor valor de los dos.

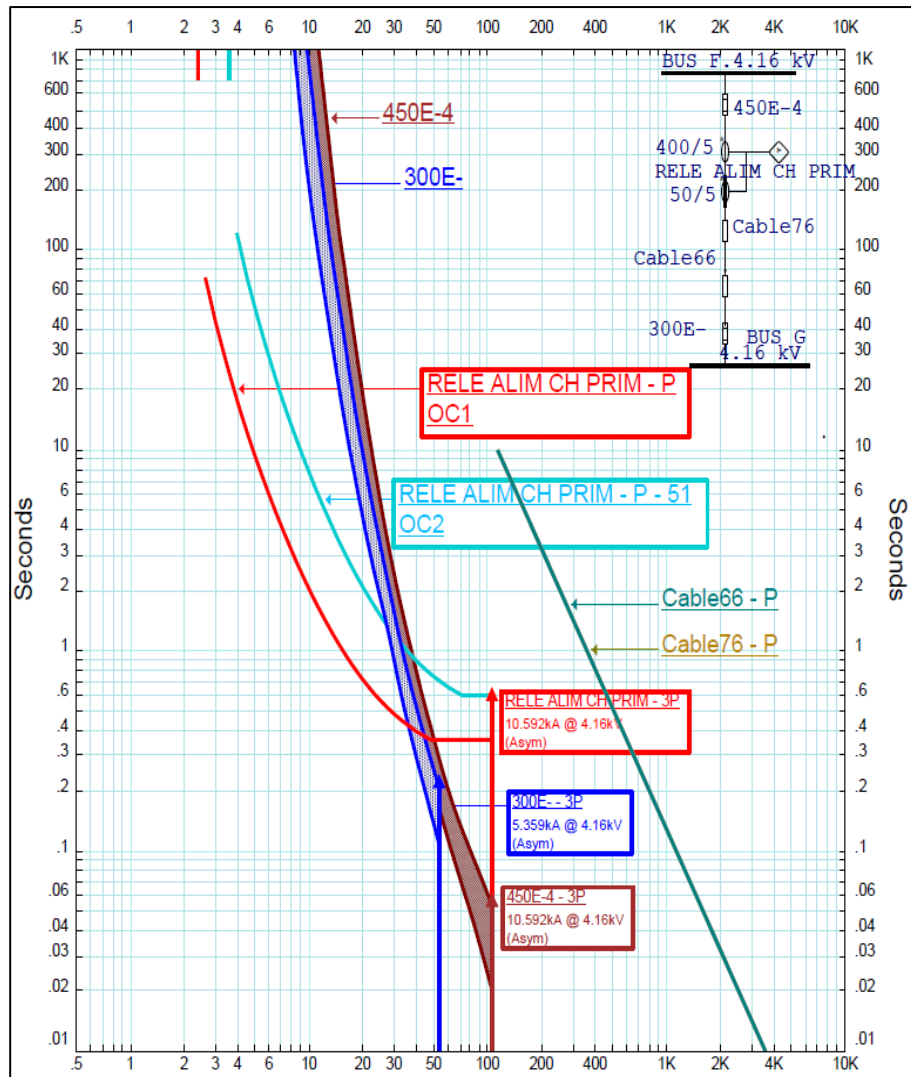


Figura 64. Evaluación de ajustes de protecciones de fase en alimentadores de chancado primario

En la figura 64 se observa que ofrece protección al alimentador principal, sin embargo, se presentan dos intersecciones entre las dos etapas de sobrecorriente del relé alimentador de chancado primario con las fusibles aguas arriba y abajo; de estos últimos el fusible 400E que se ubica en el BUS G tendrá que cambiarse para que exista coordinación con el fusible aguas arriba del relé alimentador.

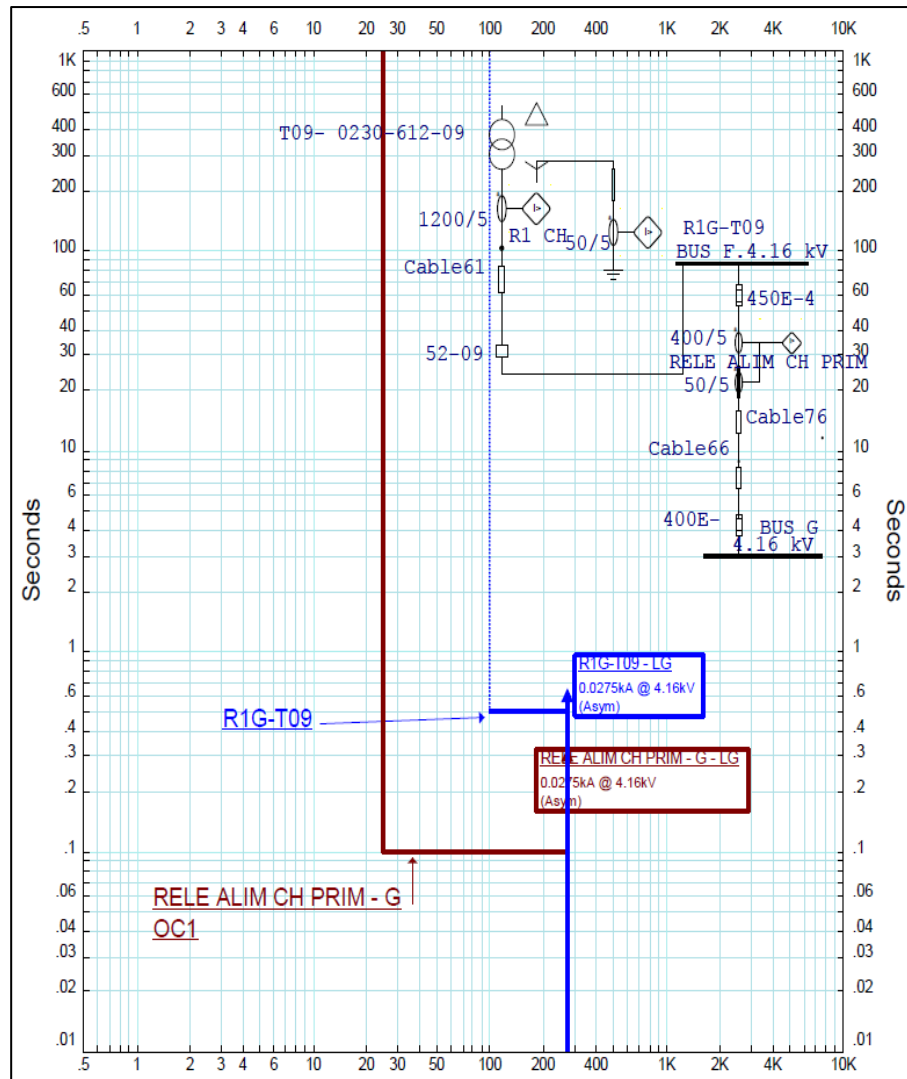


Figura 65. Evaluación de ajustes de protecciones de tierra de alimentadores de chancado

En la figura 65 se puede observar que existe coordinación entre los relés R1G-T09 y el relé alimentador de chancado primario, pero necesita modificación para que pueda coordinar con los equipos de chancado primario, de lo contrario, habrá desconexiones ya que primero actuará incorrectamente el relé aguas arriba.

4.2. Prueba de Hipótesis

Para demostrar las hipótesis, se identificará la configuración de las protecciones en la actualidad asociadas a los equipos de protección, esto con el fin de identificar las desviaciones en los ajustes de las protecciones según el estudio de coordinación propuesto con la ayuda del *software*. La hipótesis será válida cuando en alguno de los equipos se necesite cambio en los ajustes, según la evaluación realizada en el capítulo V.

4.2.1. Hipótesis Específica 1

La hipótesis planteada en el capítulo 1 es:

- La configuración de los ajustes de las protecciones de los transformadores es inadecuada en el circuito eléctrico de chancado en media tensión de una empresa minera en la región La Libertad, 2023 y es posible mejorarla.

Para demostrar la hipótesis se analizaron todos los ajustes de las protecciones que van asociadas a este equipo, para lo cual se consideró protección de sobrecorriente de fase con retardo, protección de sobrecorriente de fase instantánea, protección de sobrecorriente de tierra con retardo, protección de sobrecorriente de tierra instantáneo, que fueron comparados mediante el *software* ETAP, y se muestran de forma detallada a continuación en la tabla 16.

Tabla 16. Estadística de ajuste de protecciones de transformadores

Ajuste de protecciones transformadores	Mantiene ajuste		Requiere modificación		Total	
	Cant.	%	Cant.	%	Cant.	%
Ajustes 51P	0	0 %	3	100	3	100
Ajustes 50P	0	0 %	3	100	3	100
Ajustes 51N-G	1	20 %	4	80	5	100
Ajustes 50G	0	0 %	2	100	2	100

Con respecto al ajuste de sobrecorriente temporizada 51P de los 3 transformadores que cuentan esta función, se recomienda modificar el 100 % de los ajustes tanto en tiempo como en corriente. Mientras que para la protección instantánea 50P es necesario modificar también el 100 % en la totalidad de los ajustes, esto para garantizar la coordinación con los equipos aguas arriba y abajo.

En todos los casos se utiliza un transformador de corriente con una resistencia limitadora de alto valor (25A y 5A) conectada al neutro del lado secundario del transformador, adicionalmente los relés 745 cuentan con un transformador toroidal para *sensar* la corriente de falla a tierra. De un total de 5 equipos de protección que utilizan el ajuste 51G-N se necesita modificar en 4 de ellos, esto significa que se puede mejorar el 80 % de estos ajustes. Finalmente, para la protección instantánea de sobrecorriente de tierra 50G, de un total de 2 equipos de protección que utilizan esta función se necesita modificar el 100 % en los ajustes de protección. El estado de los ajustes de protecciones en transformadores se puede visualizar en la figura 66, de forma resumida.

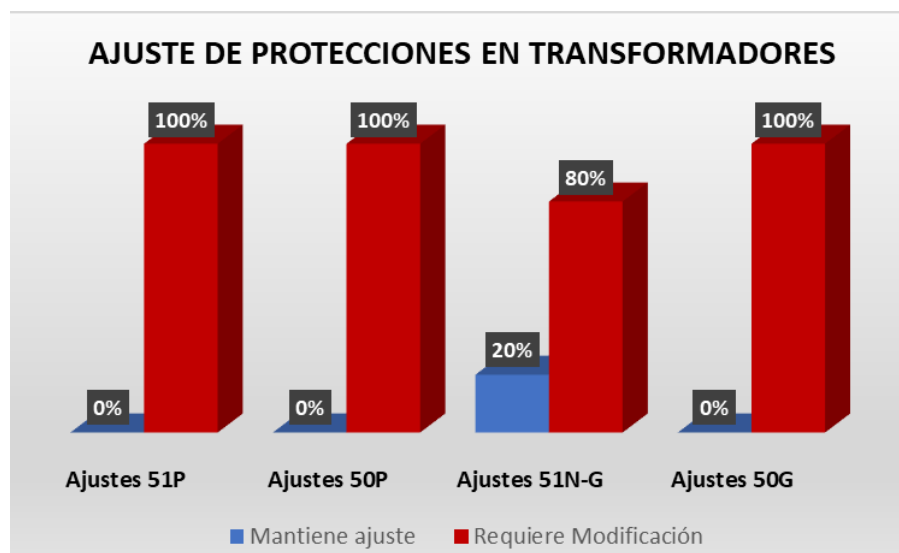


Figura 66. Estado de ajustes de protecciones en transformadores

Se confirma la hipótesis planteada en el capítulo I, como se observa en la gráfica, los ajustes de sobrecorriente de fase con retardo, instantáneo y de tierra son los que tienen mayor desviación, por lo que es necesaria su modificación.

4.2.2. Hipótesis Específica 2

La segunda hipótesis planteada en el capítulo 1 es:

- La configuración de los ajustes de las protecciones de los motores es inadecuada en el circuito eléctrico de chancado en media tensión de una empresa minera en la región La Libertad, 2023 y es posible mejorarla.

Para demostrar la hipótesis se analizaron todos los ajustes de las protecciones que van asociadas a este equipo, se consideraron protección de sobrecarga, protección de cortocircuito, protección de desbalance, protección de atasco mecánico, protección de estator mediante RTD, protección de protección de falla a tierra, que fueron comparados mediante el *software*.

Tabla 17. Estadística de ajuste de protecciones de motores

Ajuste de protecciones transformadores	Mantiene ajuste		Requiere modificación		Total	
	Cant.	%	Cant.	%	Cant.	%
Ajuste 49	2	33.33	4	66.67	6	100
Ajuste 50	0	0	6	100	6	100
Ajustes 51LR	0	0	6	100	6	100
Ajuste 50G	0	0	6	100	6	100
Ajuste 46	1	16.67	5	83.33	6	100
Ajustes 49S	4	66.67	2	33.33	6	100

Con respecto a la protección del estator mediante RTD se necesita la modificación de 2 ellas en todo el circuito de chancado primario y secundario, por lo que se puede mejorar el 33.33 %. Para la protección contra sobrecarga (49), de los 6 motores en media tensión que cuentan esta protección, se recomienda cambiar en 4 de ellos los ajustes tanto en tiempo como en corriente, por lo que, en el 66.67 % es posible mejorar con el estudio de coordinación propuesto. La protección 46 contra desbalance o desequilibrio también está habilitada, pero necesita modificarse el 83.33 % de los ajustes en los 6 motores, esto según recomendación del fabricante de relés Multilin General Electric 369. Finalmente, en todos los casos la protección 50, 51LR y 50G están activadas, sin embargo, según el análisis es posible mejorar el 100 % de los ajustes de protección de cortocircuito, de rotor bloqueado y falla a tierra. En la figura 67 se resume la cantidad de porcentaje a mejorar en los 6 ajustes de protección para los motores.

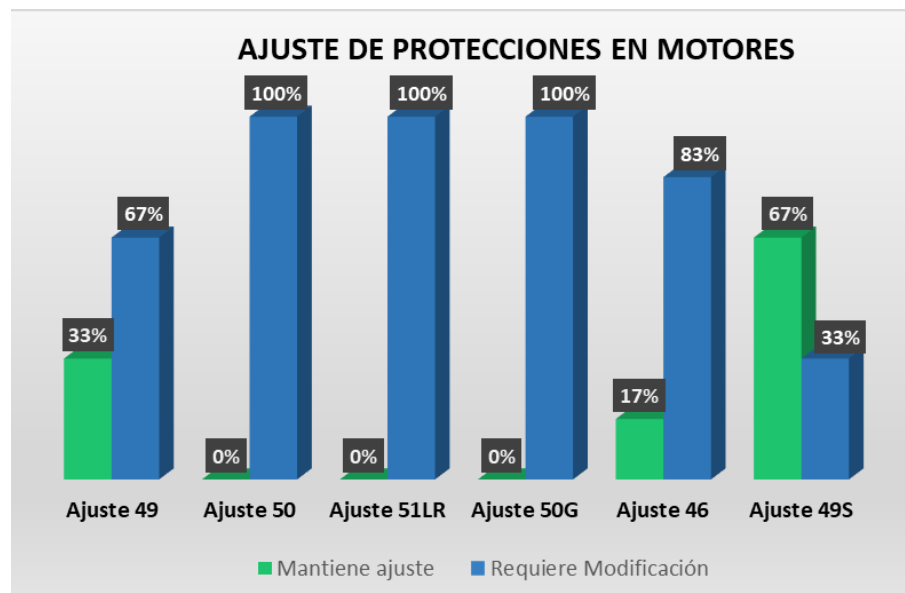


Figura 67. Estado de ajustes de protecciones en motores

Se confirma la segunda hipótesis planteada, ya que las 6 protecciones necesitan modificarse, encontrarse mayor incidencia de porcentaje en el ajuste de protección contra cortocircuito, rotor bloqueado, falla a tierra y desbalance, tal como se observa en la figura presentada.

4.2.3. Hipótesis Específica 3

La tercera hipótesis planteada en el capítulo 1 es:

- La configuración de los ajustes de las protecciones de los alimentadores es inadecuada en el circuito eléctrico de chancado en media tensión de una empresa minera en la región La Libertad, 2023 y es posible mejorarla.

Finalmente, para probar demostrar esta hipótesis, se tomaron en cuenta: protección de sobrecorriente de fase con retardo, protección de sobrecorriente de fase instantánea, protección de sobrecorriente de tierra con retardo, protección de sobrecorriente de tierra instantáneo.

Tabla 18. Estadística de ajuste de protecciones de alimentadores

Ajuste de protecciones transformadores	Mantiene ajuste		Requiere modificación		Total	
	Cant.	%	Cant.	%	Cant.	%
Ajustes 51P	0	0	2	100	2	100
Ajustes 50P	0	0	2	100	2	100
Ajustes 51N-G	0	0	2	100	2	100
Ajustes 50G	0	0	1	100	1	100

La protección de sobrecorriente de fase e instantánea 50P y 51P de los alimentadores protegidos mediante esta función necesitan modificarse al 100 % en todos los ajustes tanto en tiempo como en corriente, todos los cálculos fundamentados se presentan en el siguiente capítulo donde se proponen los ajustes recomendados. Como ya se mencionó, para protección de falla a tierra se utiliza una resistencia conectada al neutro, que protege el cable alimentador principal contra falla a tierra. Para los cables alimentadores del circuito de chancado primario se cuenta con transformadores toroidales para *sensar* esta corriente, en este caso es necesario modificar el 100 % de los ajustes de protecciones en los 2 relés de protección. El único relé que cuenta con la función 50G es el que protege el cable alimentador del circuito de chancado primario, por lo que es necesaria su modificación para coordinar con todos los ajustes.

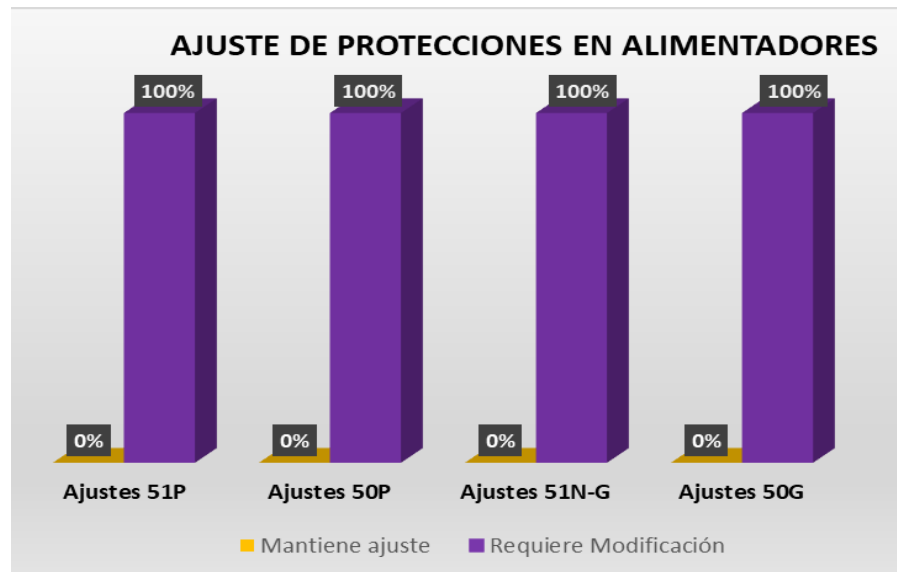


Figura 68. Estado de ajustes de protecciones en alimentadores

Se confirma la última hipótesis planteada, ya que en todos los casos es necesario modificar los ajustes para garantizar las protecciones de los alimentadores, en todos los casos se obtuvo 100 % de desviaciones encontradas que fueron analizadas y verificadas con el *software* ETAP.

4.3. Discusión de Resultados

Con respecto a las protecciones en los transformadores, la presente investigación realizó la evaluación de la coordinación de protecciones existentes, identificando las intersecciones de los relés, fusibles y curvas de daño de transformadores; asimismo, se verificaron los márgenes actuales a modificarse. Se obtuvo como resultados nuevos ajustes y selección de protecciones de sobrecorriente de fase y tierra mediante simulación de *software*.

De la misma manera, Uscamayta (18) propone un nuevo estudio de coordinación de protecciones conforme a la topología del sistema eléctrico. Obtuvo resultados parecidos a la presente investigación, ya que realizó mejoras en los ajustes de los relés de protección de los transformadores, consiguiendo con ello una mejor coordinación de protecciones del sistema eléctrico, proponiendo nuevas formas de protección aplicando criterios de sobrecarga, cortocircuito y corriente *inrush* del transformador. Además, el autor también realiza el análisis de las curvas de sobrecorriente de fase y tierra mediante el *software* Digsilent.

En la parte de protección de los motores, en esta investigación se evalúa la configuración de los ajustes de las protecciones, analizando las intersecciones de las curvas de daño del motor, relés y fusibles. Como resultado se proponen nuevos ajustes de protección para los relés de protección, que son sustentados mediante recomendaciones del fabricante de relés

Multilim General Electric, y de esta manera lograr una coordinación adecuada que permita proteger de manera correcta a los equipos. Morales (13) en la parte del cálculo de protección de sobrecarga y rotor bloqueado propone unos factores que varían en lo mínimo a esta investigación. También se presentan curvas de los equipos de protección; parecidas al estudio de coordinación propuesto en la presente tesis; sin embargo, se muestra que hay intersecciones entre las curvas de los fusibles y relés. Para las curvas de sobrecorriente de tierra, se observa que fueron resultados diferentes, esto debido a que el circuito eléctrico de Morales no presenta resistencia de alto valor que reduzcan las corrientes de falla a tierra. Por último, para la parte de coordinación de protecciones, no se realizó la coordinación con los relés aguas arriba para verificar los márgenes de coordinación.

En cuanto a la protección de alimentadores, esta investigación tiene como resultados la coordinación de protecciones entre curvas de fusibles y relés de protección de sobrecorriente de fase y tierra, considerando el criterio de ampacidad y corriente de cortocircuito máxima soportada por el cable. Asimismo, se comprobó todos los márgenes de coordinación entre todos los dispositivos de protección de los alimentadores, que fueron debidamente fundamentados con su respectivo cálculo para proteger transformadores y alimentadores según recomendaciones de la IEEE, NEC, fabricantes de relés y fusibles.

De forma parecida Castro (20) plantea optimizar las protecciones eléctricas en los alimentadores A4802 y A4803, para reducir la cantidad de interrupciones del servicio eléctrico debido a las fallas, el autor tiene como resultados la coordinación de protecciones entre curvas de fusibles y relés de protección, que son similares a la presente investigación; también realizó la comprobación de los márgenes de coordinación de la curvas entre fusibles y relés de protecciones con el *software*, con la diferencia de que no se fundamentaron todos los ajustes ingresados al *software*.

En cuanto a la coordinación de protecciones de los transformadores y alimentadores, se realizó la evaluación de los ajustes actuales para encontrar las desviaciones en los parámetros de protección, para luego plantear en el capítulo V el estudio de coordinación propuesto en el que se incluyó el cálculo de los fusibles y ajustes para los relés de la protección; considerando el criterio para la coordinación entre ellos. Asimismo, se verificó la protección integral de la curva de daño de los transformadores y cables, que fueron verificados mediante simulación en el *software*. Es importante señalar que este sistema cuenta con una resistencia de falla a tierra que limita la corriente ante una falla monofásica a valores mínimos.

De la misma manera, Freire y Hurtado (15) plantean como objetivo optimizar la selectividad de las protecciones de sobrecorriente en el alimentador La Cena de la subestación Guanujo, por medio de la simulación en el programa CYMDIST, obtuvieron como resultados el análisis actual de las protecciones del alimentador y realizan una propuesta del estudio de coordinaciones para fusibles y relés que protegen transformadores y cables al igual que esta investigación. Sin embargo, no consideraron el criterio de cortocircuito para proteger los cables alimentadores. Además, por ser un sistema sólidamente aterrado, los valores de ajuste de falla a tierra fueron mayores a los de esta investigación. En cuanto a la simulación, los autores solo incluyeron los equipos de protección y el transformador, pero no consideraron los cables alimentadores del circuito.

Capítulo V

Estudio de Coordinación de Protecciones Propuesto

5.1. Objetivos

Realizar el estudio de coordinación de las protecciones en media tensión para brindar confiabilidad al circuito eléctrico de chancado, para esto se calcularon los ajustes adecuados en corriente y tiempo que fueron verificados mediante el *software*.

5.2. Especificaciones Técnicas

El circuito eléctrico de chancado es alimentado en 13.8 kV, para la protección principal del alimentador se tiene el relé Multilim 750 de la marca General Electric, que a su vez protege al transformador principal de 3MVA. El circuito de chancado se divide en chancado primario y secundario todos en 4.16 kV. El circuito de chancado primario cuenta con 2 motores eléctricos y 1 transformador, mientras que el chancado secundario cuenta con 4 motores eléctricos y 1 transformador.

Todos los motores eléctricos en media tensión son protegidos con relés Multilim 369 de la marca General Electric, mientras que los 2 transformadores de 750 kVA son protegidos con relés 745 de la misma marca.

5.2.1. Características de los Equipos

A continuación, se mencionan las características técnicas de todos los equipos de chancado.

5.2.1.1. Circuito Principal de Chancado

Tabla 19. Características técnicas de equipos

Equipo	Características
Transformador	<ul style="list-style-type: none"> • Potencia:3MVA, • Tensión:13.8/4.16 kV • Grupo de conexión: Dyn5 • Z: 5.75 % <p>Sistema de aterramiento: Aterrado por resistencia de 25 A (RAV)</p>
Alimentador	Cable TECK XLPE, 2 x 3 / C, 500 kcmil, 5 kV
Interruptor	En vacío, 150 VCP-W1000, 15 kV, 1200 A
Relé de protección	Multilim 750, General Electric

5.2.1.2. Circuito de Chancado Primario

Tabla 20. Características técnicas de equipos chancado primario

Equipo	Características
Transformador	<ul style="list-style-type: none"> • Potencia:750 kVA • Tensión:4.16/0.48 kV • Grupo de conexión: Dyn5 • Z: 5.75 % <p>Sistema de aterramiento: Aterrado por resistencia de 5 A (RAV)</p>
Alimentadores	Cable TECK XLPE, 3/C, 1 AWG, 5 kV
Contactores	4 en vacío, 4.8 kV, 400 A
Relés de protección	<ul style="list-style-type: none"> • 1 Multilim GE Multilim 750 • 1 Multilim GE Multilim 745 • 2 Multilim GE Multilim 369
Motores	<p>2 motores:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Potencia:251- 500 HP • Tensión:4.0 kV • FLA: 32.8 y 85.9 A • RPM: 584 y 1780 <p>Conexión: Y</p>
Fusibles	<ul style="list-style-type: none"> • 2 tipo E, 400- 450A, Bussmann MV055F2DA. • 1 tipo E, 200A, Bussmann MV055F1DA • 2 tipo R, 4R(130A) -6R(170A), Bussmann JCG

5.2.1.3. Circuito de Chancado Secundario

Tabla 21. Características técnicas de equipos chancado secundario

Equipo	Características
Transformador	<ul style="list-style-type: none"> • Potencia:750 kVA • Tensión:4.16/0.48 kV • Grupo de conexión: Dyn5 <ul style="list-style-type: none"> • Z: 5.75 % Sistema de aterramiento: Aterrado por resistencia de 5 A (RAV)
Contactores	5 en vacío, 4.8 kV, 400A
Relés de protección	<ul style="list-style-type: none"> • 1 Multilim GE Multilim 745 4 Multilim GE Multilim 369 4 motores:
Motores	<ul style="list-style-type: none"> • Potencia:603 – 800(2) - 804 HP • Tensión:4.0kV • FLA: 76.2 y 102.7 A, 108.7(2)A, • Velocidad: 1183(2) y 1788(2) RPM Conexión: Y
Fusibles	<ul style="list-style-type: none"> • 1 tipo E, 200A, Bussmann MV055F1DA 4 tipo R, 2 de 6R(170) y 2 de 9R(200A), Bussmann JCG.

5.3. Cálculos de Ajustes de los Equipos Eléctricos

5.3.1. Protección del Alimentador del Circuito de Chancado (R1-CH)

Las protecciones eléctricas asociadas al relé Multilim SR750 en 4.16 kV, que alimenta seis motores y dos transformadores (750 kVA cada uno) del circuito de chancado primario y secundario, por lo que deberá garantizar su operación como protección principal ante fallas en el cable de alimentación. El ajuste de sobrecorriente no deberá operar cuando se produzca la corriente de arranque de los motores de inducción. Además, este relé servirá de protección al transformador principal de 3MVA en el lado secundario.

Tabla 22. Datos para cálculos de ajustes del alimentador y transformador del circuito de chancado

Tensión	4.16 kV
Potencia del transformador:	3MVA
Capacidad cable	2 x 395 A
TC corriente	1200/5 A
Ubicación	Chancado

5.3.1.1. Cálculo de Ajuste de Corriente de la Protección de Fase Temporizada (I_{51P}):

Criterio de ajuste (I):

El *pickup* se puede ajustar a la corriente de carga del transformador de potencia de 13.8/4.16 kV más un 25 % de sobrecarga, de acuerdo con Mardegan (42) la configuración típica de activación de la unidad temporizada es de 1.2 a 1.5 x I_n del transformador. Este porcentaje varía según la impedancia y nivel de tensión del transformador, se utilizan las ecuaciones 1, 2 y 3 para calcular el ajuste de protección de sobrecorriente:

$$I_{nprim} = \frac{S}{\sqrt{3} \times U} \quad (1)$$

$$I_{nprim} = \frac{3000kVA}{\sqrt{3} \times 4.16kV} = 416.36A$$

$$I_{51P} = 1.25 \times I_n \quad (2)$$

$$I_{51P} = 1.25 \times 416.36A = 520.45A \rightarrow 520A$$

Donde:

I_{51P} : corriente protección de fase temporizada.

Criterio de ajuste (II): según ABB Sace (50) el ajuste debe ser inferior a la capacidad admisible del cable, que está limitada por 3 constantes:

$$I_{51P} \leq I_z$$

$$I_z = I_0 \times k_1 \times k_2 \times k_3 \quad (3)$$

Capacidad nominal del cable: $I_0 = 2 \times 500MCM = 790A$

$$I_z = 2 \times 395 \times 0.96 \times 0.8 \times 1$$

$$I_z = 0.768 \times 790 = 607 A$$

$$I_{51P} \leq I_z = 607 A$$

Donde:

I₀: Capacidad de corriente admisible ordinaria de cada conductor para instalación en el terreno a 20 °C

k₁: Factor de corrección que debe aplicarse si la temperatura del terreno es diferente de 20 °C;

k₂: Factor de corrección para los cables adyacentes;

k₃: Factor de corrección que debe aplicarse si la resistividad térmica del terreno es diferente del valor de referencia de 2,5 Km/W.

Ajuste:

Al comparar los criterios 1 y 2, el ajuste que se tiene que seleccionar es 520A, con este ajuste se protege al cable alimentador y al transformador principal.

$$Ajuste = \frac{520}{1200} = 0.433$$

$$I_{pickup} = 0.43 \times 1200 = 516 \text{ A (primarios)}$$

Por lo tanto, el ajuste del RELE 1- CH será: 0.43 x CT

Selección del dial de tiempo:

En cuanto al ajuste del tiempo o multiplicador, se escogió una curva tipo extremadamente inversa, para facilitar la coordinación con los relés aguas abajo. Tomando en cuenta el tiempo de coordinación con las protecciones aguas abajo y a la vez la curva de daño del transformador de 3000 kVA (graficada para fallas frecuentes como peor caso), se puede colocar un ajuste de 12, que protege al transformador y permite actuar primero a las protecciones aguas abajo. Adicionalmente, coordina con el fusible ubicado en el lado de 13.8 kV.

5.3.1.2. Cálculo de Ajuste de Corriente de la Protección de Fase instantánea (I_{50P}):

Para mantener los tiempos de coordinación aguas abajo, y teniendo en cuenta que los niveles de cortocircuito en la barra de 4160 V, es de 8.86 kA, por lo que se utilizó la ecuación 4 para calcular el ajuste de protección instantánea:

$$I_{50P} = 2 - 2.5 \times (I_{arranque} + \sum I_n) \quad (4)$$

$$I_{50P} = 2 \times (718.9A + 620.5A) = 2679A$$

Donde:

$I_{arranque}$: corriente de arranque de motor de mayor potencia.

I_n : corrientes nominales de motores y transformadores.

Ajuste:

$$Ajuste = \frac{2679}{1200} = 2.23$$

$$I_{pickup} = 2.23 \times 1200 = 2676 A (\text{primarios})$$

Este valor deberá ser inferior a la máxima corriente que el cable puede soportar y garantizará su protección ante cortocircuitos y se calcula mediante la ecuación 5:

$$I_{cc} = \frac{K \times S}{\sqrt{t}} \quad (5), \text{ el valor de k: 142 de la tabla 9}$$

$$I_{cc} = \frac{142 \times 253 \text{mm}^2}{\sqrt{1s}} = 35.9 \text{kA}$$

Donde:

I_{cc} : corriente de cortocircuito soportada por el cable

K: constante que depende del tipo de aislamiento según la tabla 9

S: sección de cables en mm^2

Por lo tanto, el ajuste será:

$$I_{50P} = 2676 A; I_{50P} = 2.23 \text{pu} \times \text{CT}$$

$t \gg$ (Tiempo instantáneo): el retardo de tiempo debe ser mayor a 0.16 s, en este caso se ajustó a 0.3 s, para garantizar el margen de coordinación con el relé alimentador de chancado primario ubicado aguas abajo.

5.3.1.3. Cálculo de Fusible Transformador T09-3MVA lado 13.8 kV:

La protección del transformador en el lado 13.8 kV, se realiza mediante un fusible del tipo E, se recomienda cambiar el valor, ya que la capacidad del fusible debe estar en conformidad con la normativa NFPA 70-2008 del artículo

450-3 (lo más cercano a la corriente nominal del transformador). En este caso el fusible actual es de 400E y se acerca más a la curva de daño del transformador y no cumple con lo mencionado. Por lo que se calculará el nuevo fusible mediante la ecuación (6):

$$I_{fusable} = 1-3I_{nTR} \quad (6), \text{ se elige } 1.5$$

$$I_{fusable} = 1.5 \times I_{nTR} = 188.25A$$

Donde:

I_{nTR} : corriente nominal del transformador

Selección de fusible comercial recomendado: 200A o de tamaño 200E, que a su vez coordina con la protección del relé 1 CH.

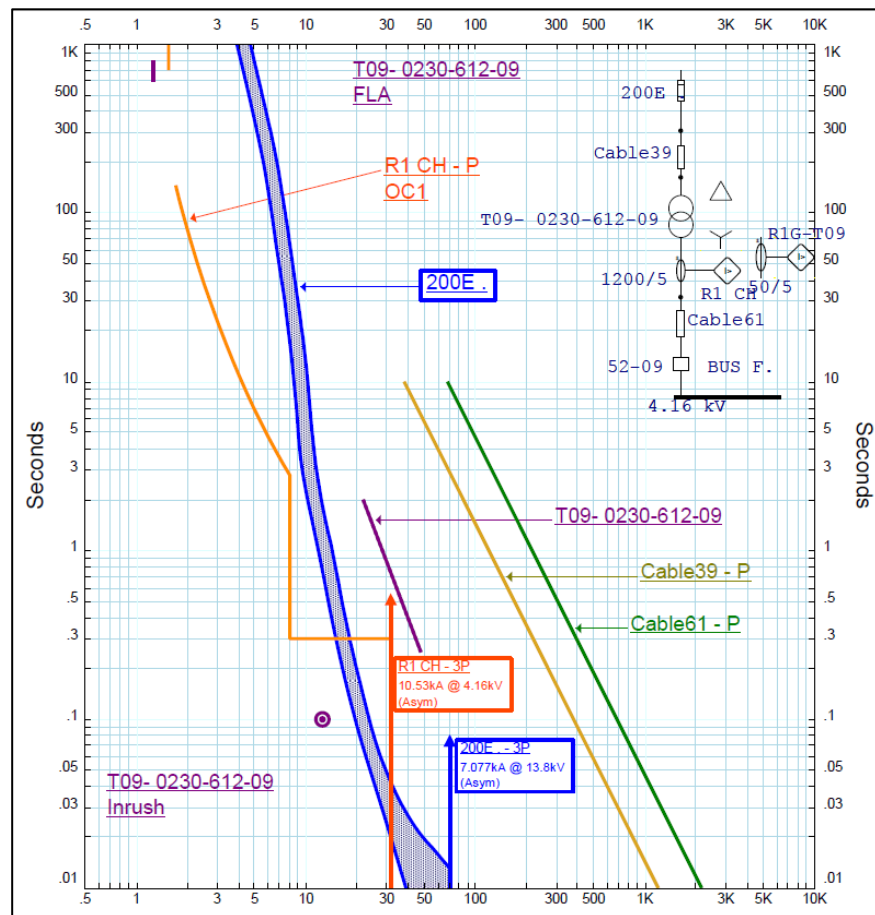


Figura 69. Protección de alimentador y transformador del circuito de Chancado

5.3.1.4. Ajustes de Protecciones de Alimentador y Transformador Principal 3MVA

Explicación en la siguiente página

Tabla 23. Configuración de ajustes de protección de RI-CH

Relé 1 CH – Protección principal chancado, 4.16 kV			
Unidad de protección	Ajuste de corriente	Curva	Dial de tiempos
<i>Sobrecorriente temporizada de fase (I > 5IP)</i>	$0.43 \times CT (1200) = 516A$	<i>Extremely inverse (EI)</i>	<i>12</i>
<i>Sobrecorriente instantánea de fase (50P)</i>	$2.23 \times CT (1200) = 2676A$	-	<i>0.3s</i>
Ecuación:	$T = M \times \left[0.0399 + \frac{0.2294}{(I / I_{pickup}) - 0.5} + \frac{3.0094}{((I / I_{pickup}) - 0.5)^2} + \frac{0.7222}{((I / I_{pickup}) - 0.5)^3} \right]$ <p style="text-align: center;"><i>Donde:</i> <i>T = tiempo de operación (en segundos),</i> <i>M = punto de ajuste del multiplicador,</i> <i>I = corriente de entrada</i> <i>Ipickup = punto de ajuste de corriente de arranque</i> <i>A, B, C, D, E = constantes</i></p>		

5.3.2. Protección del Alimentador del Circuito de Chancado Primario

Las protecciones eléctricas asociadas a este relé 750 Multilim, ubicada en el lado de media tensión; alimenta dos motores de 500HP, 251 HP y un transformador de 750 kVA, por lo que debe garantizar su operación como protección principal ante fallas en los dos cables de alimentación. Para el ajuste de la corriente de operación del relé Multilim SR750, debe garantizarse que no actuará ante corriente de carga ni ante la corriente *inrush* del transformador, para lo que se ajustará a un valor por encima de la corriente máxima esperada. Además, deberá coordinar con los relés aguas abajo y aguas arriba del sistema eléctrico.

Tabla 24. Datos para cálculos de ajustes del alimentador primario

Tensión	4.16kV
In_{circuito}	222.8 A
Capacidad cable	395 A
TC/corriente	400/5 A
TC/tierra	50/5 A

5.3.2.1. Cálculo de Ajuste de Corriente de la Protección de Fase temporizada (I_{51P})

El ajuste de esta unidad se elige para 1.2 In de la carga total, que se calcula mediante la ecuación 7. El retardo se elige considerando dos aspectos:

- ✓ Que la protección no opere para la corriente $I_{n_{rush}}$.
- ✓ La curva de protección se encuentre por debajo de la curva de daño del cable.

$$I_{carga} = \sum I_{n_{conectada}} \quad (7)$$

$$I_{carga} = 32.8 + 85.9 + 104.1 = 222.8A \rightarrow 223A$$

Criterio de ajuste (I)

$$I_{51P} \geq 1.2 \times I_{carga}$$

$$I_{51P} \geq 223 \times 1.2 = 267.8$$

$$I_{51P} = 0.67 pu \quad (268 \text{ Primarios})$$

$$T_{51P} = 13$$

Curva ANSI extremadamente inversa

Donde:

T_{51P} : tiempo de ajuste de sobrecorriente temporizada

Criterio de ajuste (II)

$$I_{51P} \leq I_Z$$

$$I_z = I_0 \times k_1 \times k_2 \times k_3 \quad (3)$$

Capacidad nominal del cable: $I_0 = 500MCM = 395A$

$$I_Z = 395 \times 0.96 \times 0.9 \times 1$$

$$I_Z = 0.864 \times 395 = 341.28 A$$

$$I_{51P} \leq I_Z = 341 A$$

El ajuste que se tiene que seleccionar es 268^a.

5.3.2.2. Cálculo de Ajuste de Corriente de la Protección de Fase instantánea (I_{50P})

Para mantener los tiempos de coordinación aguas abajo, y teniendo en cuenta que los niveles de cortocircuito en la barra de 4160 V son de 6.25 kA, por lo que se utilizó la ecuación 4 para calcular el ajuste de protección instantánea:

$$I_{50P} = 2 - 2.5 \times (I_{arranque} + \sum I_n) \quad (4)$$

$$I_{50P} = 2.5 \times (512.4A + 136.9A) = 1623.3A$$

Donde:

$I_{arranque}$: corriente de arranque de motor de mayor potencia.

I_n : corrientes nominales de motores y transformador.

Ajuste:

$$Ajuste = \frac{1624}{400} = 4.06$$

$$I_{pickup} = 4.06 \times 400 = 1624 A (\text{primarios})$$

Este valor deberá ser inferior a la corriente de cortocircuito soportada por los cables alimentadores y garantizará su protección ante cortocircuitos y se calcula mediante la ecuación 5:

$$I_{cc} = \frac{KxS}{\sqrt{t}} \quad (5), \text{ el valor de k: 142 de la tabla 9}$$

$$I_{cc} = \frac{142x253}{\sqrt{1}} = 35.9\text{kA}$$

Por lo tanto, el ajuste será:

$$I_{50P} = 1624 \text{ A}; I_{50P} = 4.06\text{pu} \times \text{CT}$$

$t_{>>}$ (Tiempo instantáneo): El Std. IEEE 242-2001, en el capítulo 15, apartado 15.5 recomienda que el intervalo de coordinación para el caso específico entre protecciones numéricas, debe ser 120 ms como mínimo.

El retardo de tiempo $t_{>>}$ debe ser mayor a 0.04 s, en este caso se ajustó a 0.16 s, para garantizar la coordinación con el relé aguas abajo.

Tabla 25. Configuración de ajustes de protección de fase del alimentador a circuito de chancado primario

RELÉ MULTILIM 750 – PROTECCIÓN ALIMENTADOR CHANCADO PRIMARIO, 4.16kV

Unidad de protección	Ajuste de corriente	Curva	Dial de tiempos
<i>Sobrecorriente temporizada de fase (51P)</i>	$0.67 \times CT(400) = 268A$	<i>Extremely inverse (EI)</i>	13
<i>Sobrecorriente instantánea de fase (50P)</i>	$4.06 \times CT(400) = 1624A$	-	0.16 s
Ecuación:	$T = M \times \left[0.0399 + \frac{0.2294}{(I / I_{pickup}) - 0.5} + \frac{3.0094}{((I / I_{pickup}) - 0.5)^2} + \frac{0.7222}{((I / I_{pickup}) - 0.5)^3} \right]$ <p>Donde: <i>T</i> = tiempo de operación (en segundos), <i>M</i> = punto de ajuste del multiplicador, <i>I</i> = corriente de entrada <i>I_{pickup}</i> = punto de ajuste de corriente de arranque <i>A, B, C, D, E</i> = constantes</p>		

5.3.2.3. Cálculo de Fusibles de Alimentadores de Chancado Primario

A. Fusible aguas arriba de relé alim chancado primario- lado bus F

El relé cuenta con un fusible de respaldo ubicado aguas arriba del relé alimentador del circuito de chancado primario. El fusible actual es de 450E, para este caso sí se mantiene el valor de este fusible.

Se debe considerar que este fusible debe cumplir con el criterio esencial que el tiempo de operación máximo de despeje del fusible principal no debe superar el 75 % del tiempo mínimo requerido para que el fusible de respaldo se funda.

Por lo que se elige el fusible de **450E**, para poder coordinar con el fusible 300E, a su vez coordinar con el relé alimentador principal del circuito de chancado primario.

B. Fusible aguas abajo de relé alim chancado primario-lado bus G

El fusible actual cuenta con respaldo del relé alimentador del circuito de chancado primario. El fusible actual es de 400E, por lo que se recomienda cambiar el valor, ya que este no coordina con el fusible ubicado aguas arriba del relé alimentador de chancado primario. Se puede verificar realizando el siguiente cálculo.

Debemos considerar dos criterios:

Criterio (I):

$$I_{fusible} > I_{carga}$$

Criterio (II):

$$I_{fusible} < I_z$$

Donde:

I_z : Corriente admisible del cable

Por lo que:

$$I_{fusible} = 1.3 \times I_{carga} = 289.64A$$

Dentro de las opciones comerciales, se tiene 300E y 350E, se elige el primero, este es el que mejor coordina con el fusible aguas arriba que funciona como protección de respaldo del relé alimentador del circuito de chancado primario. Por lo tanto, el fusible recomendado es uno de tamaño 300E.

Tabla 26. Selección de fusible de protección principal de chancado primario

Fusible Bussmann, protección principal de chancado primario		
Elemento	Corriente fusible	Fusible comercial
Fusible	$I_{fusible} = 1.3 \times 222.8 = 289.64A$	300E

En la figura 70 se puede observar que cumple con la coordinación debido a que el fusible principal actúa en 57.3 ms, que es menor al 75 % del tiempo mínimo requerido para que el fusible de respaldo se funda (72.15 ms). Por lo que garantiza que el fusible 300E eliminará la falla antes que el fusible de respaldo 450E.

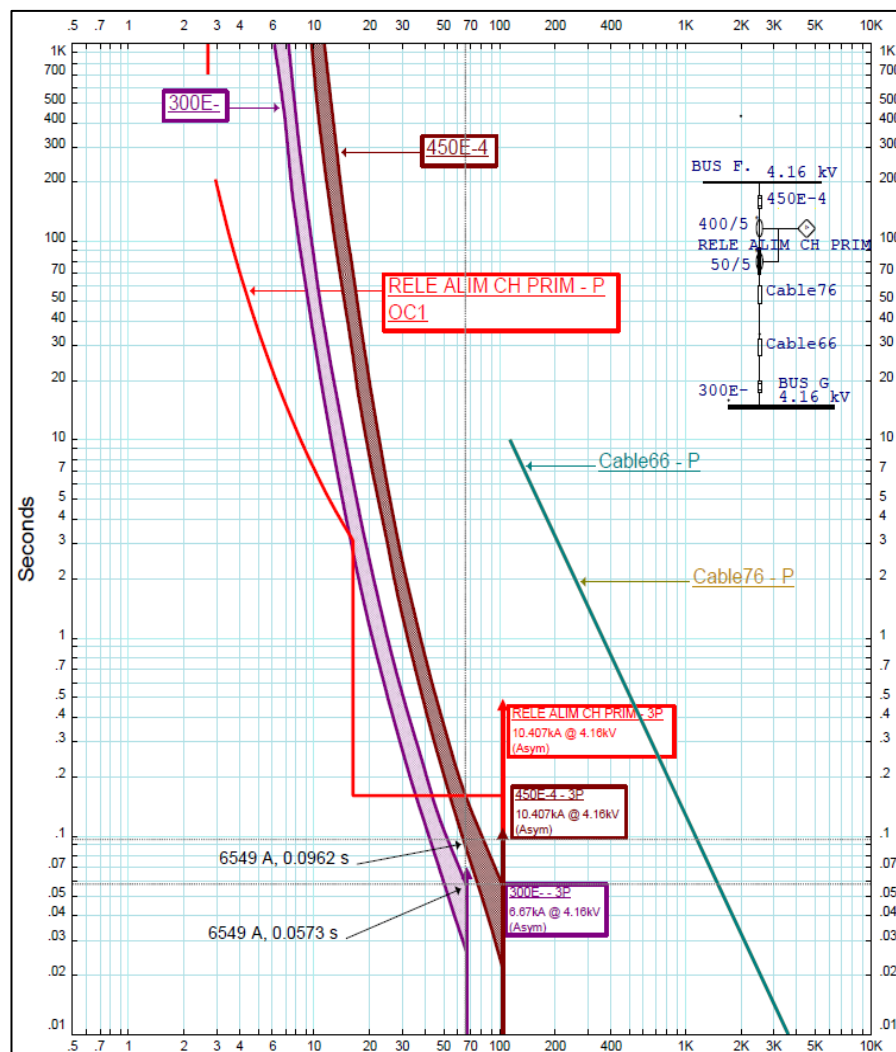


Figura 70. Protección de alimentadores de chancado primario

5.3.3. Protección de Transformador T10-R6 745

Tabla 27. *Parámetros nominales de transformador T10*

Potencia	750 kVA
Tensión	4.16/0.48 kV
Z	5.75 %
Conexión	DY _{n5}
Sistema de Aterramiento	Aterrado por resistencia de 5 A (RAV)

5.3.3.1. Cálculo de Ajuste de Corriente de la Protección de Fase temporizada (I_{51P})

De acuerdo con lo establecido por Mardegan (42), el ajuste típico de activación de la unidad del temporizador es 1.2 a 1.5 x I_n del transformador. Sin embargo, hay casos donde no se logra la selectividad. En estas situaciones, se pueden elevar los valores considerando los límites máximos indicados en el NEC 23, en este caso se considera:

$$I_{nprim} = \frac{750kVA}{\sqrt{3} \times 4.16kV} = 104.1A$$

$$I_{51P} = 1.25 \times 104.1A = 130.13A$$

Ajuste: Se tiene que seleccionar 130.5A que es el más cercano, con este ajuste se protege al transformador T10.

$$Ajuste = \frac{130.5}{150} = 0.87A$$

$$I_{pickup} = 0.87 \times 150 = 130.5A (\text{primarios})$$

DT (t>) Selección del dial de tiempo:

En cuanto al ajuste del tiempo, se escoge una curva extremadamente inversa, para facilitar la coordinación con el relé aguas arriba, se coloca el dial en el valor de 7. Para la corriente transitoria de cortocircuito en el secundario, cuyo valor es 13.76 kA, que referido al primario es $13760/8.67 = 1587.08$, equivale a $1587.1/130.5 = 12.16$ veces el ajuste actual, para una curva

característica ANSI extremadamente inversa, se utiliza la ecuación 8 para calcular el tiempo de actuación:

$$T = 7 x \left[0.0399 + \frac{0.2294}{(12.16) - 0.5} + \frac{3.0094}{((12.16) - 0.5)^2} + \frac{0.7222}{((12.16) - 0.5)^3} \right] \quad (8)$$

$$T = 0.575 \text{ s}$$

El relé actuará en 0.575 s para una corriente de 13.76 kA.

5.3.3.2. Cálculos de Parámetros de la Unidad Instantánea de Fase (I_{50P})

La I_{50P} actual se establece en función de dos criterios:

- ✓ Que la protección no opere para la corriente I_{rush} .
- ✓ La curva de protección se encuentre por debajo de la curva de daño del cable.

(A) Corriente I_{rush} dada mediante ecuación (9):

$$I_{rush} = 8 \times I_{prim} \quad (9)$$

$$I_{rush} = 8 \times 104.1 \text{ A} = 832.8 \text{ A}$$

(B) 1.1 x I_{CC} máxima corriente de cortocircuito en el lado secundario:

$I_{CC3\phi_{BT}}$ = corriente 3Ø en el lado de BT (13.76kA).

Reflejado en lado de MT. Por relación de transformación se tiene que:

$$\frac{U_1}{U_2} = \frac{I_2}{I_1}$$

$$\frac{4.16 \text{ kV}}{0.48 \text{ kV}} = \frac{13.76 \text{ kA}}{I_1}$$

$$I_1 = 1587.69 \text{ A}$$

$$I'_{CC3\phi_{BT, \text{Reflejado a MT}}} = 1587.69 \text{ A}$$

El ajuste de la protección instantánea se hallará mediante la ecuación 10.

$$1.1x ICC_{3\Phi BT-MT} < I_{50P} \quad (10)$$

$$1746.46 < I_{50P}$$

Este es el ajuste adoptado, ya que (B) > (A).

El ajuste más cercano, que protege al transformador y su curva de daño es:

$$I_{50P} = 1748A, I_{50P} = 11.65pu \times 150$$

t>> (Tiempo instantáneo)

El retardo de tiempo t>> debe ajustarse al mínimo, en este caso a 0.05 s.

5.3.3.3. Ajustes de Protecciones del Transformador T10

Tabla 28. Configuración de ajustes de protección de fase R6-745

**Relé 6 Multilim 745 – Protección transformador T10 DE 750 kVA
(MCC 101), 4.16 kV**

Unidad de protección	Ajuste de corriente	Curva	Dial de tiempo / Delay time (S)
<i>Sobrecorriente temporizada de fase (51P)</i>	$0.87x CT (150) = 130.5A$	<i>Extremadamente inversa-ANSI</i>	7
<i>Sobrecorriente instantánea de fase (50P)</i>	$11.65x CT (150) = 174$	-	0.05s

5.3.3.4. Cálculo de Fusible de Transformador T10-750kVA

La protección del transformador en el lado 4.16 kV se realiza mediante un fusible del tipo E. El fusible actual es de tamaño 200E, este cumple según la normativa NFPA 70-2008 del artículo 450-3 (lo más cercano a la corriente nominal del transformador). Se puede verificar realizando el siguiente cálculo mediante la ecuación 6:

$$I_{fusible} = 1 - 3I_{nTR} \quad (6), \text{ se elige } 1.5$$

$$I_{fusible} = 1.5xI_{nTR} = 156.15A$$

Donde:

I_{nTR}: corriente nominal del transformador

Dentro de las opciones comerciales tenemos 175E y 200E, se elige el último, ya que este es el que mejor coordina con el relé 745 aguas abajo que funciona como protección principal del transformador T10. Por lo tanto, el fusible recomendado es uno de tamaño 200E.

Tabla 29. Selección de fusible T10-750kVA

Fusible Bussmann, protección transformador T10		
Elemento	Corriente fusible	Fusible comercial
Fusible	$I_{fusible} = 1.5 \times 104.1 = 156.2A$	200E

La simulación de los cálculos para protección con retardo e instantánea se presenta en la figura 71.

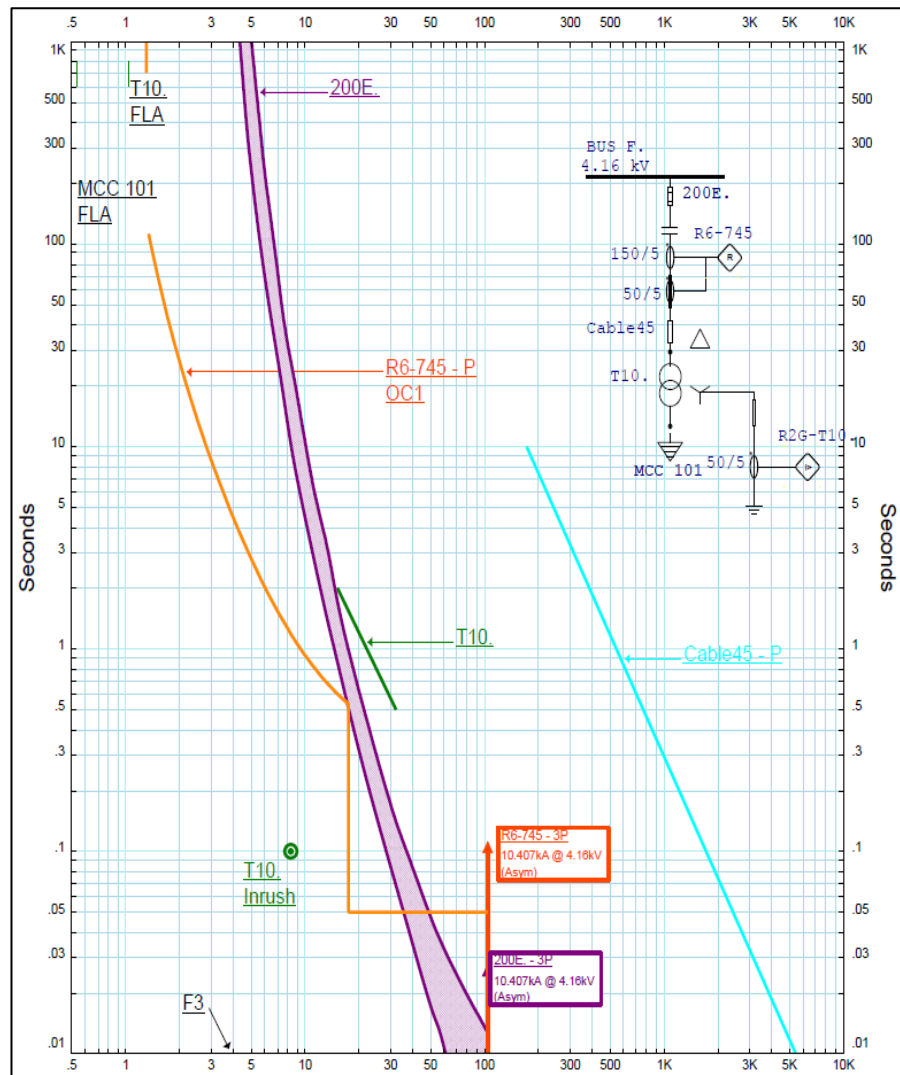


Figura 71. Curvas de protección para transformador T10 de 750 kVA

5.3.4. Protección de Transformador T12- R2-745

Tabla 30. *Parámetros nominales de transformador T12*

Potencia	750 kVA
Tensión	4.16/0.48 kV
Z	5.75 %
Conexión	DY _{n5}
Sistema de aterramiento	Aterrado por resistencia de 5 A (RAV)

5.3.4.1. Cálculo de Ajuste de Corriente de la Protección de Fase temporizada (I_{51P})

Mardegan (42) indica que el ajuste típico de la unidad del temporizador varía de 1.2 a 1.5 x I_n del transformador. Sin embargo, hay casos donde no se logra la selectividad. En estas situaciones, se pueden elevar los valores considerando como valores máximos lo prescrito en el NEC 23, en este caso se considera:

$$I_{nprim} = \frac{750kVA}{\sqrt{3} \times 4.16kV} = 104.1A$$

$$I_{51P} = 1.25 \times 104.1A = 130.13A$$

Ajuste: Se tiene que seleccionar 130.5A que es el más cercano, con este ajuste se protege al transformador T12.

$$Ajuste = \frac{130.5}{150} = 0.87A$$

$$I_{pickup} = 0.87 \times 150 = 130.5 A (\text{primarios})$$

DT (t>) Selección del dial de tiempo:

En cuanto al ajuste del dial de tiempo o multiplicador, se escoge una curva tipo extremadamente inversa para facilitar la coordinación con el relé alimentador de chancado primario y su fusible de respaldo, que tiene una curva extremadamente inversa. Tomando en cuenta la curva de daño del transformador de 750 kVA (graficada para fallas frecuentes como peor caso),

se puede colocar un ajuste de **10** que protege al transformador y permite que el *Inrush* del transformador.

5.3.4.2. Cálculos de Parámetros de la Unidad Instantánea de Fase (I_{50P})

La I_{50P} actual se establece en función de dos criterios:

- ✓ Que la protección no opere para la corriente I_{n_rush} .
- ✓ La curva de protección se encuentre por debajo de la curva de daño del cable.

(A) Corriente *Inrush* dada mediante ecuación (9):

$$I_{n_rush} = 8 \times I_{n_{prim}} \quad (9)$$

$$I_{n_rush} = 8 \times 104.1A = 832.8A$$

(B) 1.1 x I_{CC} máxima corriente de cortocircuito en el lado secundario:

$I'_{CC3\phi_{BT}}$ = corriente 3 ϕ en el lado de BT (12.7 kA).

Reflejado en lado de MT. Por relación de transformación se tiene que:

$$\frac{U_1}{U_2} = \frac{I_2}{I_1}$$

$$\frac{4.16kV}{0.48kV} = \frac{12.7kA}{I_1}$$

$$I_1 = 1374.98A$$

$$I'_{CC3\phi_{BT \text{ Reflejado a MT}}} = 1465.38 A$$

El ajuste de la protección instantánea se hallará mediante la ecuación 10.

$$1.1x I'_{CC3\phi_{BT}} < I_{50P} \quad (10)$$

$$1611.92 < I_{50P}$$

Este es el ajuste adoptado ya que (B) > (A).

El ajuste más cercano, y que protege al transformador y protege a la curva de daño es:

$$I_{50P} = 1611A, I_{50P} = 10.74pu \times 150$$

$t_{>>}$ (tiempo instantáneo)

El retardo de tiempo $t_{>>}$ debe ajustarse al mínimo, en este caso a 0.04 s para coordinar con el relé alimentador ubicado aguas arriba.

5.3.4.3. Ajustes de Protecciones del Transformador T12

Tabla 31. Configuración de ajustes de protección de fase R2-745

Relé 2 Multilim 745 – Protección transformador T12 DE 750 kVA			
Unidad de protección	Ajuste de corriente	Curva	Dial de tiempo / delay time (S)
<i>Sobrecorriente temporizada de fase ($I > 5IP$)</i>	$0.87 \times CT (150) = 130.5A$	<i>Extremadamente inversa-ANSI</i>	10
<i>Sobrecorriente instantánea de fase ($I >> 50P$)</i>	$10.74 \times CT (150) = 1611A$	-	0.04 s

5.3.4.4. Cálculo de Fusible de Transformador T12-750 kVA

La protección del transformador en el lado 4.16 kV se realiza mediante un fusible del tipo E. El fusible actual es de tamaño 200E, este cumple según la normativa NFPA 70-2008 del artículo 450-3 (lo más cercano a la corriente nominal del transformador). Se puede verificar realizando el siguiente cálculo mediante la ecuación 6:

$$I_{fusible} = 1 - 3I_{nTR} (6), \text{ se elige } 1.5$$

$$I_{fusible} = 1.5 \times I_{nTR} = 156.15A$$

Donde:

I_{nTR} : corriente nominal del transformador

Dentro de las opciones comerciales están 175E y 200E, se elige el último, ya que este es el que mejor coordina con el relé 745 aguas abajo que funciona como protección principal del transformador T12. Por lo tanto, el fusible recomendado es uno de tamaño 200E.

Tabla 32. Selección de fusible T12-750kVA

Fusible Bussmann, protección transformador T12		
Elemento	Corriente fusible	Fusible comercial
Fusible	$I_{fusible} = 1.5 \times 104.1 = 156.2A$	200E

La simulación de los cálculos para protección con retardo e instantánea y el fusible de respaldo del transformador T12 se muestran en la figura 72.

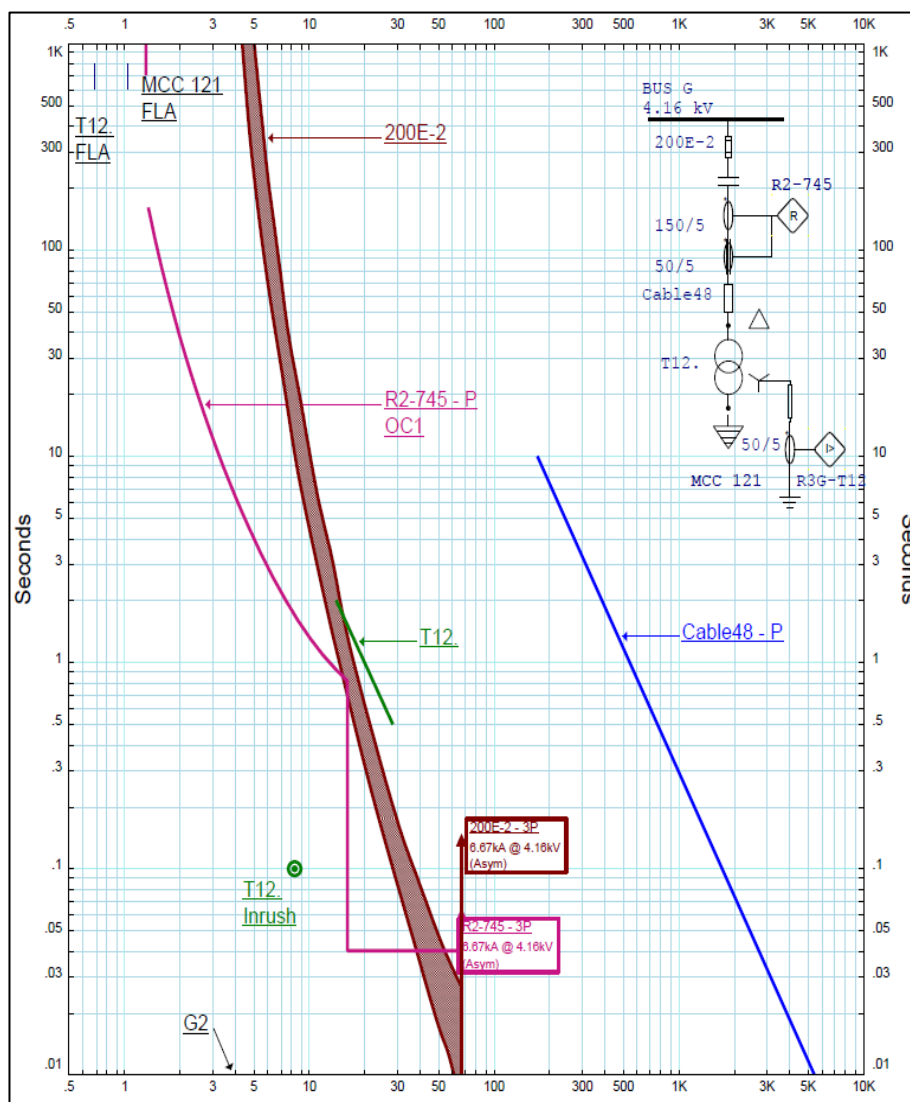


Figura 72. Curvas de protección para transformador T12 de 750 kVA

5.3.5. Protección de Motor – Chancadora Giratoria

El relé R1- 369 debe garantizar su operación como protección ante fallas en el motor de media tensión y debe operar antes que el relé alimentador a chancado primario.

Tabla 33. Parámetros nominales de motor de la chancadora giratoria

Características	
Full load ampere (FLA)	85.9 A
Potencia	500 HP
Voltios	4000 V
Letra KVA	J
HST	15 s
T _{arranque}	2.5 s
ID	Chancador primario

5.3.5.1. Cálculos de Ajustes de Protecciones

Función 49: (protección sobrecarga dada mediante ecuación 11)

$$I_{49} = 1.15 \times FLA \quad (11)$$

$$I_{49} = 1.15 \times 85.9A$$

$$I_{49} = 98.79A$$

$$I_{pu} = 1.15x \frac{85.9}{30} = 3.293 A$$

Donde:

FLA: full load ampere

I_{pu}: corriente pickup del relé en amperios

La curva del relé: Debe permitir que el motor arranque y debe estar por debajo de tiempo de rotor bloqueado (TRB). Además, la curva del relé debe pasar aproximadamente un 10 % por debajo de la curva de capacidad térmica para la protección del motor (45).

Selección del dial de tiempo: Para hallar el dial de tiempo primero se debe conocer la corriente de rotor bloqueado (RL o LRA) para lo cual se aplica la fórmula de las ecuaciones 12 y 13:

Tabla 430.7(B) Letras código de indicación para rotor bloqueado	
Letra código	KilovoltAmperes por caballo de fuerza con el rotor bloqueado
A	0 - 3.14
B	3.15 - 3.54
C	3.55 - 3.99
D	4.0 - 4.49
E	4.5 - 4.99
F	5.0 - 5.59
G	5.6 - 6.29
H	6.3 - 7.09
J	7.1 - 7.99
K	8.0 - 8.99
L	9.0 - 9.99
M	10.0 - 11.19

Figura 73. Letras código de indicación de rotor bloqueado kVA/HP

$$KVA_{I_{RL}} = rango \times HP \quad (12)$$

$$KVA_{I_{RL}} = 7.1 \times 500 = 3550$$

$$I_{RL} = \frac{1000 \times kVA_{I_{RL}}}{\sqrt{3} \times V_{LL}} \quad (13)$$

$$I_{RL} = \frac{1000 \times 3550}{\sqrt{3} \times 4000V} = 512.4A$$

Donde:

kVA_{IRL}: kVA de rotor bloqueado

I_{RL}: Corriente de rotor bloqueado

VLL: Voltaje entre líneas

La corriente de rotor bloqueado es $(512.4 \div 85.9 = 5.97)$ veces los amperios de la placa de características del motor para un motor de 500 HP. Para elegir la curva multiplicadora se aplica la ecuación 14 que relaciona los tiempos de arranque y tiempo de arranque en caliente.

5.3.5.2. Time Dial

$$I = \frac{LRA}{CTR \times I_{pu}} = \frac{512.4}{30 \times 3.293} = 5.187 pu$$

$$TDM = T \times \frac{I^2 - 1}{87.4} \quad (14)$$

$$\begin{aligned} TDM &> T_{start} \times \frac{I^2 - 1}{87.4} \\ &= 2.5 \times \frac{5.187^2 - 1}{87.4} = 0.74 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} TDM &> HST \times \frac{I^2 - 1}{87.4} \\ &= 15 \times \frac{5.187^2 - 1}{87.4} = 4.44 \end{aligned}$$

Donde:

I: Corriente en múltiplos de FLA

LRA: Corriente de rotor bloqueado

TDM: Multiplicador de curva

HST: Tiempo arranque en caliente

T_{start}: Tiempo de arranque de motor

Se debe elegir el dial de tiempo para evitar el mal funcionamiento del relé durante un arranque ($T_{relé} > T_{arranque}$ para $I=LRA$). El valor de TD debe garantizar la protección del rotor bloqueado: el relé debe operar con un tiempo más rápido que el tiempo de rotor bloqueado en caliente (HST) del motor, lo que significa que $T_{relé} < HST$ para $I = LRA$.

En cuanto al ajuste del dial de tiempo o multiplicador, se escoge una curva tipo estándar para facilitar la coordinación con la curva de arranque del motor, se puede colocar un ajuste de 2.

Función 50 (instantánea): Para hallar la protección instantánea se aplica la ecuación 15.

$$I_{50} = (1.6 - 2.0) \times I_{LR} \quad (15)$$

$$I_{50} = 512.4 \times 1.7, \text{ según recomendación de General Electric (46)}$$

$$I_{50} = 871.08A$$

Entonces un ajuste cercano al valor calculado que se puede colocar es:

$$Ajuste = \frac{871.08}{150} = 5.81 \rightarrow I_{pickup} = 5.81 \times 150 = 871.5 A$$

$$t_{50} = 50ms$$

Función 51LR (Jam)

Debido a que el motor arranca una chancadora giratoria, en ocasiones hay atascos en los chutes por lo que esta función es de utilidad para la protección del motor y se calcula mediante la ecuación 16.

$$I_{51LR} = (1.5 \times 2) \times I_{NM} \quad (16)$$

$$I_{51LR} = 2 \times 85.9 A$$

$$I_{51LR} = 171.8 A$$

$$t_{51LR} = 3s$$

Función 46: Desequilibrio de corriente, que se calcula mediante la ecuación 17.

$$I_{46} = 25\% \times I_{NM} \quad (17)$$

$$I_{46} = 25\% \times 85.9 A$$

$$I_{46} = 21.48 A$$

$$t_{46} = 5 s$$

Donde:

I_{NM} : corriente nominal del motor.

Función 51G (falla a tierra). Según Inelectra (29) recomienda para motores de media tensión un ajuste no mayor a 30 A (usualmente 5 A) y un tiempo de 0,1 s, para reducir las posibilidades de daños por metal en el motor. En este caso por tratarse de un motor importante se usó 50 ms y un ajuste de 5 A. Además, la máxima falla monofásica cercana es de 27 A.

$$I_{50G} = 5A$$

$$T_{50G} = 50ms$$

Función 49 s (protección stator RTD): El ajuste de disparo del RTD debe establecerse a un valor inferior de la temperatura límite del aislamiento. A nivel industrial en su mayoría se utilizan motores de clase F, con una rango de temperatura hasta 155 °C. Asimismo, el nivel de activación de la protección del RTD del estator debe ajustarse en un rango de 140 a 150 °C como máximo. Con respecto al nivel de alarma debe establecerse en un rango que proporcione un aviso de que la temperatura del motor está aumentando.

RTD alarma: 140°C

RTD trip: 150°C

5.3.5.3. Ajustes de Protecciones de la Chancadora Giratoria

Explicado en la siguiente página.

Tabla 34. Configuración de ajustes de protección de la chancadora giratoria

Relé Multilim 369 – Protección motor de la chancadora giratoria			
Unidad de protección	Ajuste	Curva	Curve multiplier /Tiempo
Protección térmica o sobrecarga (49)	$1.15x FLA(85.9) = 98.79A$	<i>Standard overload curve</i>	2
Protección instantánea (50)	$5.81x CT (150) = 871.5A$	-	<i>0.04 s</i>
Protección rotor bloqueado (51LR)-JAM	$2 X FLA(85.9) = 171.8A$	-	<i>3s</i>
Protección desequilibrio de corriente (46)	$25\% x I_{NM} (85.9) = 21.48A$	-	<i>5s</i>
Protección de tierra (50 g)	$0.1x CT (50) = 5A$	-	<i>0.05s</i>
Protección de stator RTD (49 s)	<i>RTD trip: 150°C</i>	-	-
Ecuación:	$T = \frac{87.4xTDM}{I^2 - 1}$ <p style="text-align: center;">Donde: <i>t = Tiempo de operación en segundos</i> <i>TDM = Dial de tiempos</i> <i>I= Corriente múltiplos de la corriente FLA</i></p>	Ecuación:	$T = \frac{87.4xTDM}{I^2 - 1}$ <p style="text-align: center;">Donde: <i>t = Tiempo de operación en segundos</i> <i>TDM = Dial de tiempos</i> <i>I= Corriente múltiplos de la corriente FLA</i></p>

5.3.5.4. Cálculo de Fusible de la Chancadora Giratoria

Según el fabricante de fusibles BUSSMANN para motores en media tensión, se deberá aplicar la siguiente fórmula para determinar la corriente nominal del fusible:

$$I_{fusible} = \frac{6.6 \times FLA}{100} = \frac{6.6 \times 85.9 A}{100}$$

$$I_{fusible} = 5.67 \rightarrow 6R$$

El fusible comercial es el **6R**, a su vez coordina con la curva del relé 369. La simulación de los cálculos se muestra en la figura 74.

Tabla 35. Selección de fusible de la chancadora giratoria

Fusible Bussmann JCG, protección del motor de la chancadora giratoria		
Elemento	Corriente fusible	Fusible comercial
<i>Fusible</i>	$I_{fusible} = \frac{6.6 \times 85.9}{100} = 5.67$	6R

La simulación de los cálculos de ajustes para protección del motor de la chancadora giratoria se muestra en la figura 74.

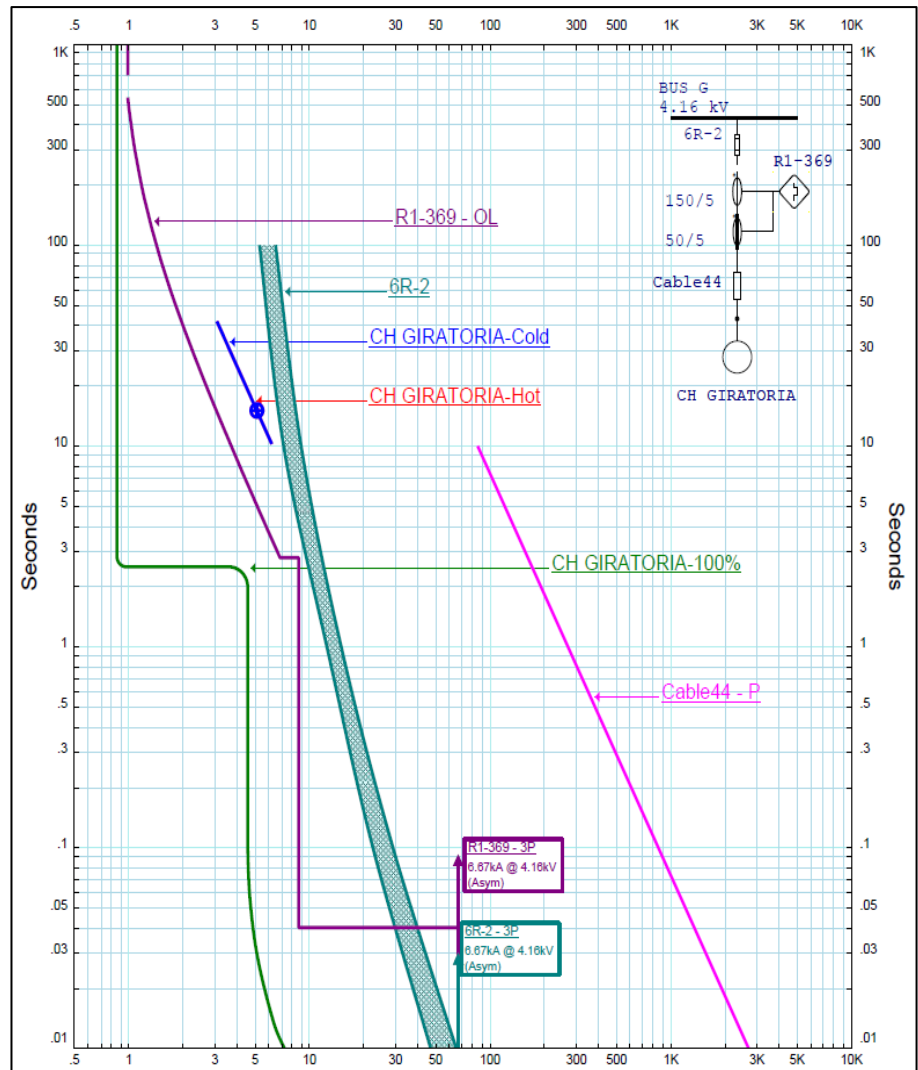


Figura 74. Curvas de protección para motor de la chancadora giratoria

Nota: Para los demás motores tanto para fajas transportadoras y chancadoras cónicas del circuito de chancado primario y secundario se realiza el mismo procedimiento que el presentado en la protección de la chancadora giratoria.

5.3.6. Protección de Motor – Faja Transportadora 1

El relé R3- 369 debe garantizar su operación como protección ante fallas en el motor de media tensión y debe operar antes que el relé alimentador a chancado primario.

Tabla 36. Parámetros nominales de motor de la faja 1

Características	
Full load ampere (FLA)	32.8 A
Potencia	250.7 HP
Voltios	4000 V
IL/IN	7
HST	15 s
T _{arranque}	3.5 s
ID	Chancador primario

Donde:

IL/IN = corriente de rotor bloqueado (LRA)

5.3.6.1. Ajustes de Protecciones de la Faja 1

Tabla 37. Configuración de ajustes de protección de la faja 1

Relé Multilim 369 – Protección de motor de la faja 1			
Unidad de protección	Ajuste	Curva	Curve multiplier /Tiempo
Protección térmica o sobrecarga (49)	$1.15x FLA(32.8) = 37.72A$	STANDARD OVERLOAD CURVE	3
Protección instantánea (50)	$3.9x CT (100) = 390 A$	-	0.04 s
Protección rotor bloqueado (51LR)- JAM	$2 X FLA(32.8) = 65.6A$	-	4 s
Protección desequilibrio de corriente (46)	$25\% x I_{NM} (32.8) = 8.2A$	-	5 s
Protección de tierra(50 g)	$0.1x CT (50) = 5A$	-	0.05 s
Protección de stator RTD(49 s)	RTD trip: 150°C	-	-
Ecuación:	$T = \frac{87.4xTDM}{I^2 - 1}$ <p>Donde: <i>t</i> = Tiempo de operación en segundos TDM = Dial de tiempos I = Corriente múltiplos de la corriente FLA</p>		

5.3.6.2. Cálculo de Fusible de la Faja 1

El fusible actual es de tamaño 4R, para verificar si es el correcto se debe aplicar la fórmula que se muestra en la tabla 38, según el fabricante Bussmann para motores de media tension.

Tabla 38. Selección de fusible de la faja 1

Fusible Bussmann JCG, protección del motor de la faja 1		
Elemento	Corriente fusible	Fusible comercial
Fusible	$I_{fusible} = \frac{6.6x32.8}{100} = 2.16$	3R

Se recomienda cambiar el fusible al tamaño **3R**, a su vez coordina con la curva del relé 369. La simulación de los cálculos se muestra en la figura 75.

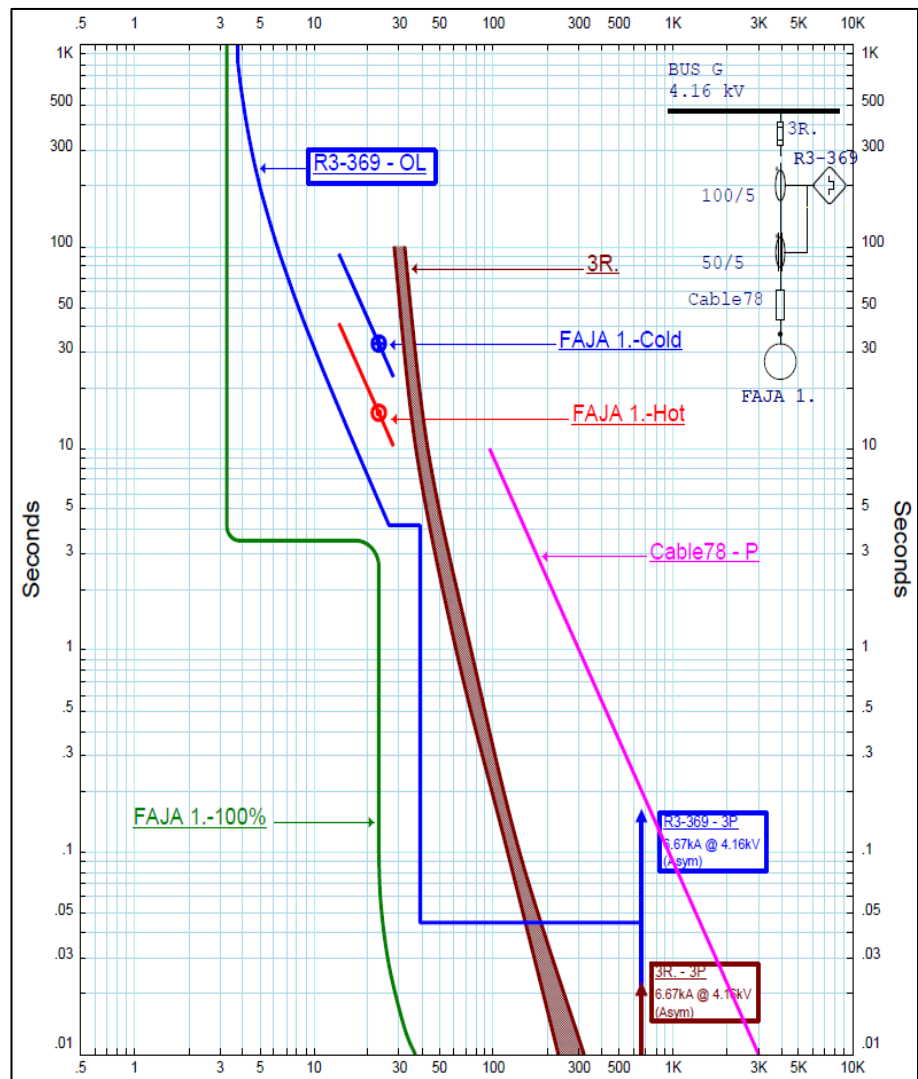


Figura 75. Curvas de protección para motor de faja 1

5.3.7. Protección de Motor – Faja Transportadora 2

El relé R7- 369 debe garantizar su operación como protección ante fallas en el motor de media tensión y debe operar antes que el relé alimentador a chancado primario. A su vez la curva del relé debe pasar aproximadamente un 10 % por debajo de la curva de capacidad térmica y arranque para garantizar la protección del motor de la faja 2.

Tabla 39. Parámetros nominales de motor de la faja 2

Características	
Full load ampere (FLA)	102.7 A
Potencia	804.2 HP
Voltios	4000 V
IL/IN	7
HST	20 s
T _{arranque}	5 s
ID	Chancador secundario

Donde:

IL/IN = corriente de rotor bloqueado (LRA)

5.3.7.1. Ajustes de protecciones faja 2

Tabla 40. Configuración de ajustes de protección faja 2

Relé Multilim 369 – Protección de motor de la faja 2			
Unidad de protección	Ajuste de corriente	Curva	Curve multiplier /Tiempo
Protección térmica o sobrecarga (49)	$1.15x FLA(102.7) = 118.11A$	Standard overload curve	4
Protección instantánea (50)	$8.14x CT (150) = 1221 A$	-	0.05 s
Protección rotor bloqueado (51LR)- JAM	$2 x FLA(102.7) = 205.4A$	-	6 s
Protección desequilibrio de corriente (46)	$25\% x I_{NM} (102.7) = 25.68A$	-	5 s
Protección de tierra (50 g)	$0.1x CT (50) = 5A$	-	0.05 s
Protección de stator RTD (49 s)	RTD trip : 150°C	-	-
Ecuación:	$T = \frac{87.4xTDM}{I^2 - 1}$ <p>Donde: <i>t</i> = Tiempo de operación en segundos TDM = Dial de tiempos I = Corriente múltiplos de la corriente FLA</p>		

5.3.7.2. Cálculo de Fusible de la Faja 2

Tabla 41. Selección de fusible de la faja 2

Fusible Bussmann JCG, protección de motor de la faja 2		
Elemento	Corriente fusible	Fusible comercial
Fusible	$I_{fusible} = \frac{6.6x102.7}{100} = 6.78$	9R

El fusible comercial es el **9R**, a su vez coordina con la curva del relé 369. La simulación de los cálculos se muestra en la figura 76.

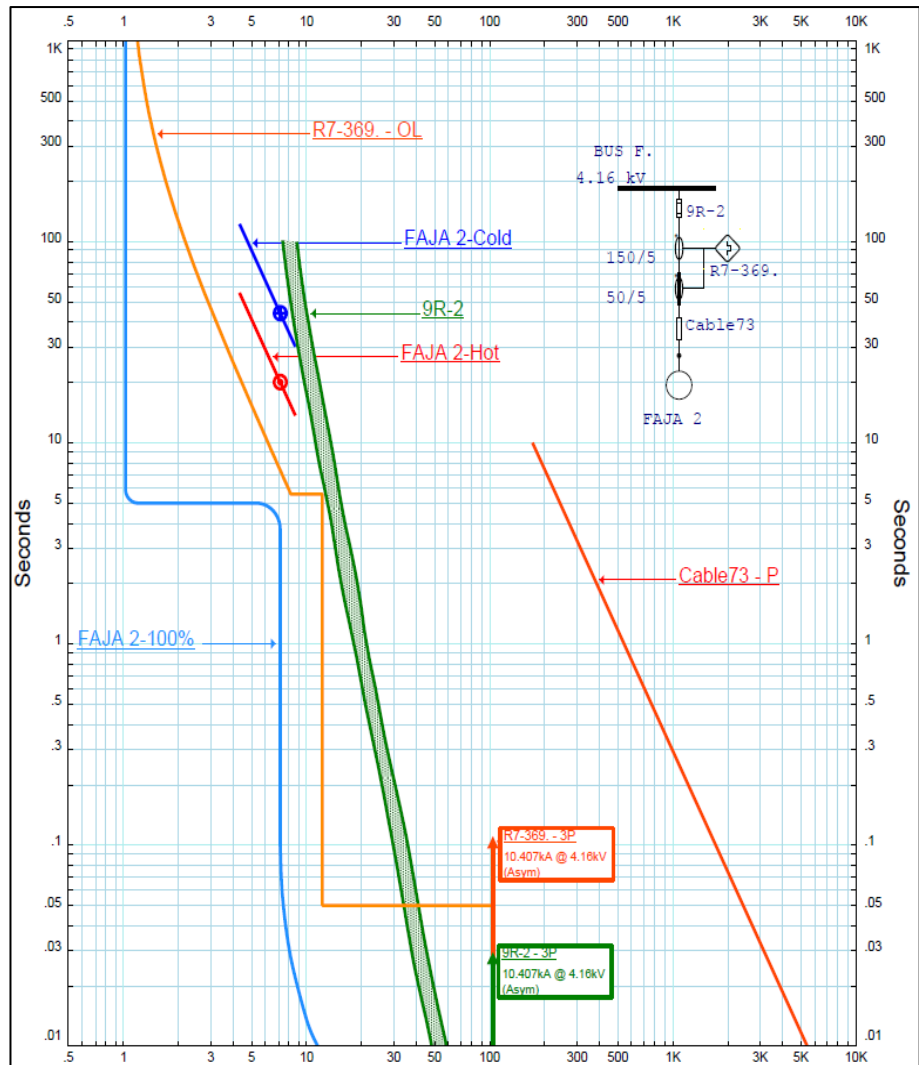


Figura 76. Curvas de protección para motor de faja 2

5.3.8. Protección de Motor – Faja Transportadora 5

El relé R8- 369 debe garantizar su operación como protección ante fallas en el motor de media tensión y debe operar antes que el relé principal SR 745. A su vez la curva del relé debe pasar aproximadamente un 10 % por debajo de la curva de capacidad térmica y arranque para garantizar la protección del motor.

Tabla 42. Parámetros nominales de motor de faja 5

Características	
Full load ampere (FLA)	76.2 A
Potencia	603 HP
Voltios	4000 V
IL/IN	6.2
HST	16 s
T _{arranque}	3.7 s
ID	Chancador secundario

Donde:

IL/IN = corriente de rotor bloqueado (LRA)

5.3.8.1. Ajustes de Protecciones de la Faja 5

Tabla 43. Configuración de ajustes de protección de la faja 5

Relé Multilim 369 – Protección de motor de la faja 5			
Unidad de protección	Ajuste de corriente	Curva	Curve multiplier /Tiempo
Protección térmica o sobrecarga (49)	$1.15 \times FLA(76.2) = 87.63A$	Standard overload curve	3
Protección instantánea (50)	$5.35 \times CT (150) = 802.5 A$	-	0.05 s
Protección rotor bloqueado (51LR)- JAM	$2 \times FLA(76.2) = 152.4A$	-	4s
Protección desequilibrio de corriente (46)	$25\% \times I_{NM} (76.2) = 19.05A$	-	5s
Protección de tierra (50 g)	$0.1 \times CT (50) = 5A$	-	0.05s
Protección de stator RTD (49 s)	RTD trip: 150°C	-	-
Ecuación:	$T = \frac{87.4 \times TDM}{I^2 - 1}$ <p>Donde: <i>t</i> = Tiempo de operación en segundos TDM = Dial de tiempos I = Corriente múltiplos de la corriente FLA</p>		

5.3.8.2. Cálculo de Fusible de la Faja 5

Tabla 44. Selección de fusible de la faja 5

Fusible Bussmann JCG, protección de motor de la faja 5		
Elemento	Corriente fusible	Fusible comercial
Fusible	$I_{fusible} = \frac{6.6 \times 76.2}{100} = 5.03$	6R

El fusible comercial es el **6R**, a su vez coordina con la curva del relé 369. La simulación de los cálculos se muestra en la figura 77.

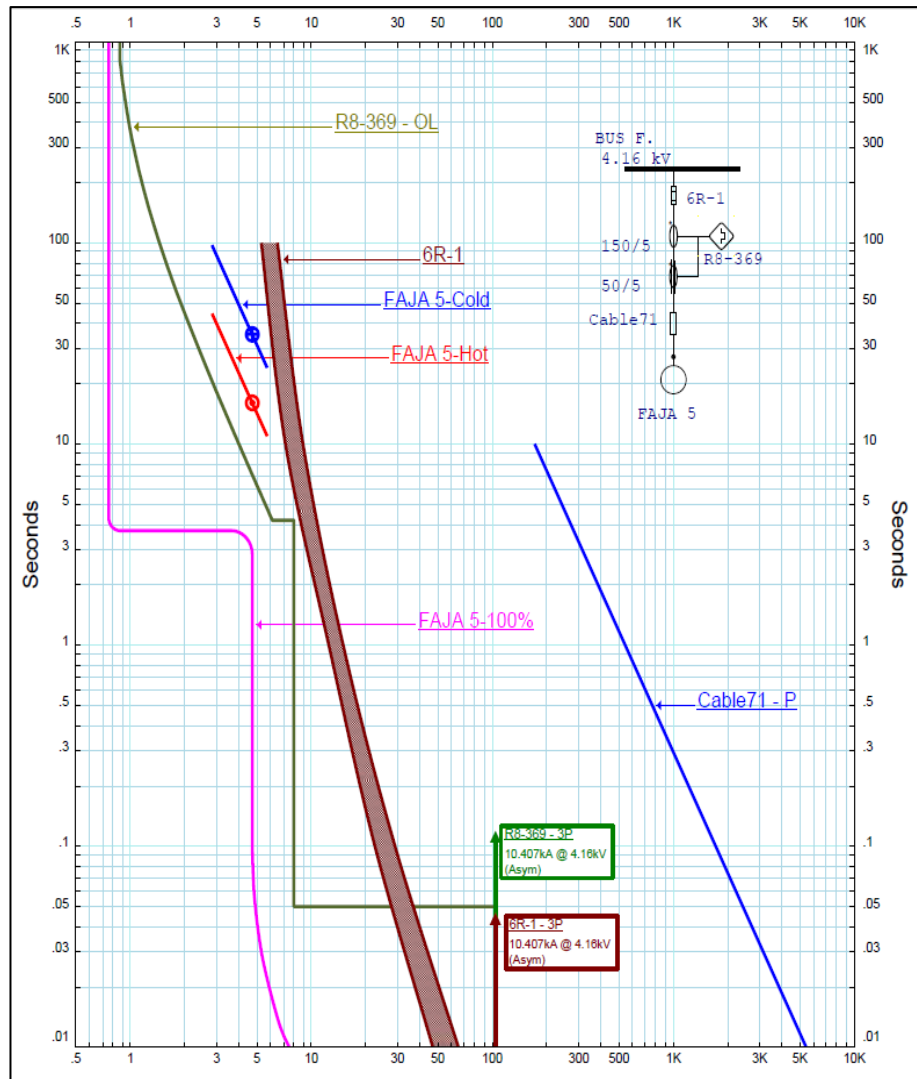


Figura 77. Curvas de protección para motor de faja 5

5.3.9. Protección de Motor – Chancadora Cónica 1

El relé R4- 369, debe garantizar su operación como protección ante fallas en el motor de media tensión y debe operar antes que el relé principal relé R1-CH, la protección principal de chancado. A su vez la curva del relé de protección del motor debe garantizar la correcta operación evitando falsos disparos.

Tabla 45. Parámetros nominales de motor cónico 1

Características	
Full load ampere (FLA)	108.7 A
Potencia	800 HP
Voltios	4000 V
Letra KVA	G
HST	23 s
T _{arranque}	6.1 s
ID	Chancador secundario

5.3.9.1. Ajustes de Protecciones de la Chancadora Cónica 1

Tabla 46. Configuración de ajustes de protección cónica 1

Relé Multilim 369 – protección de motor cónico 1			
Unidad de protección	Ajuste de corriente	Curva	Curve multiplier /Tiempo
Protección térmica o sobrecarga (49)	$1.15 \times FLA(108.7) = 125A$	Standard Overload curve	4
Protección instantánea (50)	$7.33 \times CT (150) = 1099.5 A$	-	0.05 s
Protección rotor bloqueado (51LR)- JAM	$2 \times FLA(108.7) = 217.4A$	-	7s
Protección desequilibrio de corriente (46)	$25\% \times I_{NM} (108.7) = 27.2A$	-	5s
Protección de tierra (50 g)	$0.1 \times CT (50) = 5A$	-	0.05s
Protección de stator RTD (49 s)	RTD trip : 150°C	-	-
$T = \frac{87.4 \times TDM}{I^2 - 1}$			
Ecuación:	Donde:		
	$t =$ Tiempo de operación en segundos		
	$TDM =$ Dial de tiempos		
	$I =$ Corriente múltiplos de la corriente FLA		

5.3.9.2. Cálculo de Fusible de Chancadora Cónica 1

Tabla 47. Selección de fusible cónica 1

Fusible Bussmann JCG, protección motor cónica 1		
Elemento	Corriente fusible	Fusible comercial
Fusible	$I_{fusible} = \frac{6.6 \times 108.7}{100} = 7.17$	9R

El fusible comercial es el **9R**, a su vez coordina con la curva del relé 369. La simulación de los cálculos se muestra en la figura 78.

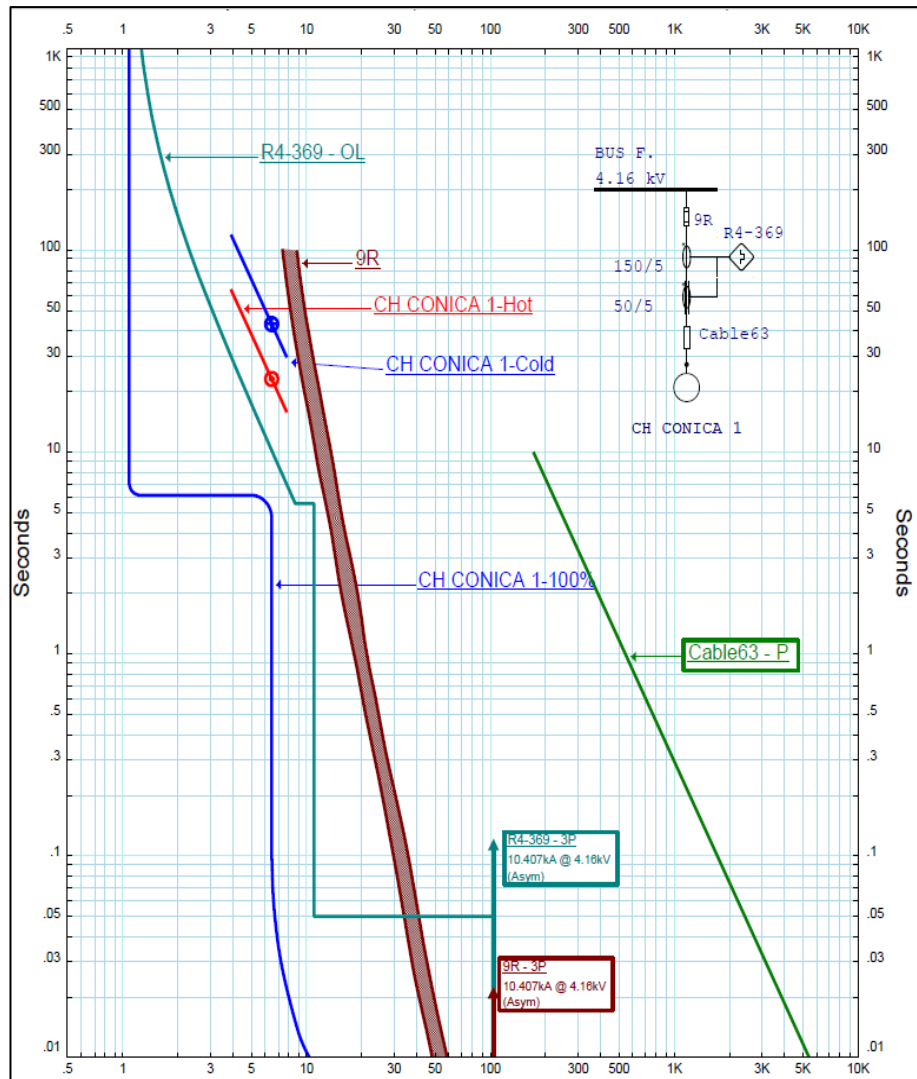


Figura 78. Curvas de protección para motor cónica 1

5.3.10. Protección de Motor – Chancadora Cónica 2

El relé R5- 369, debe garantizar su operación como protección ante fallas en el motor de media tensión y debe operar antes que el relé R1-CH protección principal de chancado. A su vez la curva del relé debe pasar aproximadamente un 10 % por debajo de la curva de capacidad térmica y arranque para garantizar la protección del motor.

Tabla 48. Parámetros nominales de motor cónica 2

Características	
Full load ampere (FLA)	108.7 A
Potencia	800 HP
Voltios	4000 V
Letra KVA	G
HST	23 s
T _{arranque}	6.4 s
ID	Chancador secundario

5.3.10.1. Ajustes de Protecciones de la Chancadora Cónica 2

Tabla 49. Configuración de ajustes de protección cónica 2

Relé Multilim 369 – protección motor cónica 2			
Unidad de protección	Ajuste de corriente	Curva	Curve multiplier /Tiempo
<i>Protección térmica o sobrecarga (49)</i>	$1.15 \times FLA(108.7) = 125A$	<i>STANDARD OVERLOAD CURVE</i>	4
<i>Protección instantánea (50)</i>	$7.33 \times CT (150) = 1099.5 A$	-	0.05 s
<i>Protección rotor bloqueado (51LR)-JAM</i>	$2 \times FLA(108.7) = 217.4A$	-	7s
<i>Protección desequilibrio de corriente (46)</i>	$25\% \times I_{NM}(108.7) = 27.2A$	-	5s
<i>Protección de tierra (50 g)</i>	$0.1 \times CT (50) = 5A$	-	0.05s
<i>Protección de stator RTD (49 s)</i>	<i>RTD trip : 150°C</i>	-	-
$T = \frac{87.4 \times TDM}{I^2 - 1}$			
<i>Ecuación:</i>	<i>Donde:</i>		
	<i>t = Tiempo de operación en segundos</i>		
	<i>TDM = Dial de tiempos</i>		
	<i>I= Corriente múltiplos de la corriente FLA</i>		

5.3.10.2. Cálculo de Fusible de Chancadora Cónica 2

Tabla 50. Selección de fusible cónica 2

Fusible Bussmann JCG, protección de motor cónica 2		
Elemento	Corriente fusible	Fusible comercial
Fusible	$I_{fusible} = \frac{6.6 \times 108.7}{100} = 7.17$	9R

El fusible comercial es el **9R**, a su vez coordina con la curva del relé 369. La simulación de los cálculos se muestra en la figura 79.

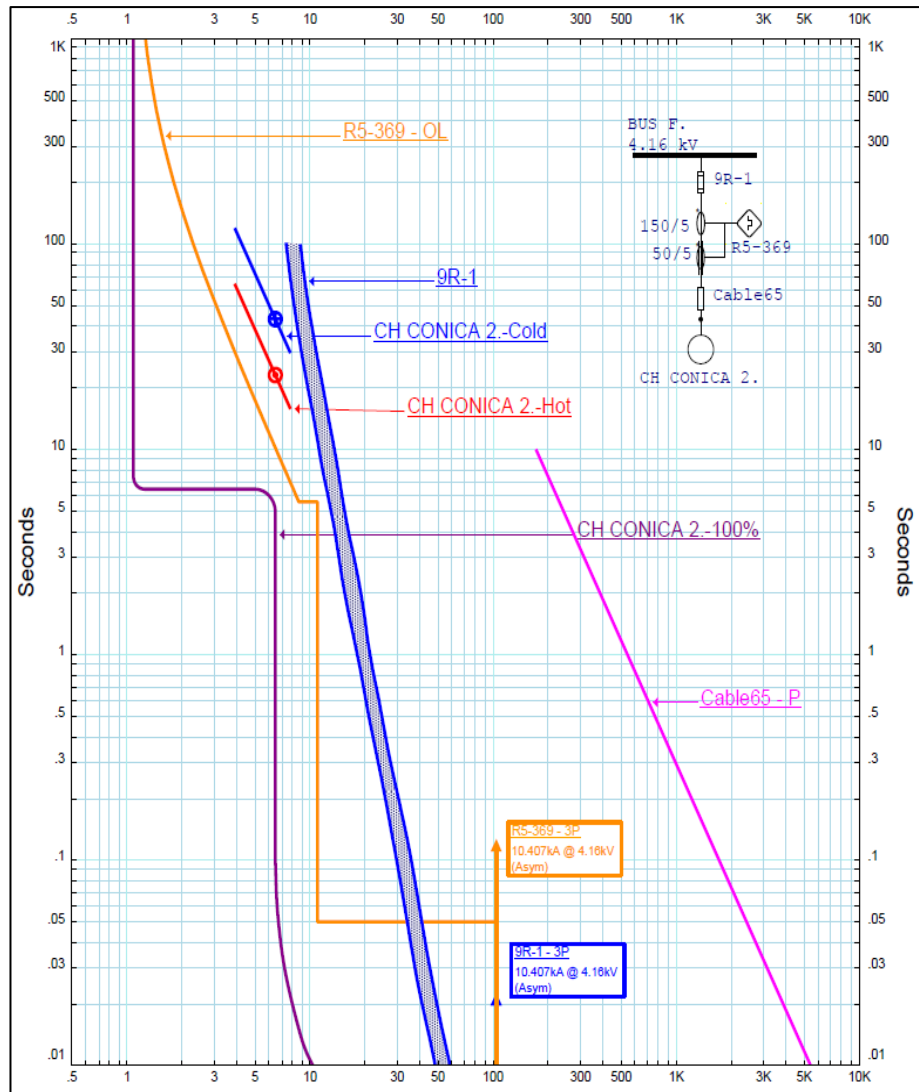


Figura 79. Curvas de protección para motor cónica 2

5.4. Cálculos de Parámetros de Protección de Falla a Tierra

Se debe garantizar la coordinación de protecciones para una falla a tierra en todo el circuito de chancado, actualmente utiliza resistencias de alto valor para disminuir la corriente de falla a tierra a valores de 5 y 25 A, por lo que se deberá mantener el ajuste a un valor inferior.

5.4.1. Relé R1G-T09 (Lado Secundario T09- 3MVA de Chancado)

El máximo valor de la falla monofásica cerca del punto es de 27 A, por lo que el ajuste debe ser inferior a este valor.

I_{50N} : falla a tierra instantánea

$$I_{50N} = 50 \% \times (27A) = 13.5 A$$

Ya que el relé usado no tiene el ajuste de 30 % (15 A), el valor más cercano inferior es 10 A, por lo tanto, el ajuste será:

$$I_{50N} = 0.2 \times 50 = 10 \text{ A (primarios)}$$

$$\text{Tiempo dial} = 0.5$$

5.4.1.1. Ajustes de Protecciones de Tierra R1G-T09 (3MVA)

Tabla 51. Configuración de ajustes de protección de tierra transformador principal 3MVA

Relé Startco Engineering R1G T09, 4.16 kV			
Unidad de protección	Ajuste de corriente	Curva	Time dial
<i>Instantáneo de Fase(50N)</i>	$20x\%CT(50) = 10A$	<i>Definitive Time</i>	<i>0.5</i>

5.4.2. Relé Alim Ch prim (relé alimentador a chancado primario)

El máximo valor de la falla monofásica cerca del punto también es de 27 A, por lo que el ajuste debe ser inferior a este valor, asimismo, deberá coordinar con el relé principal de chancado primario ubicado aguas arriba.

$$I_{51G} = (\text{falla a tierra con retardo})$$

$$I_{51G} = 25 \% \times (27 \text{ A}) = 6.75 \text{ A}$$

El valor más cercano es 6.5 A, por lo que se ajusta el relé.

$$I_{51G} = 0.13 \times 50 = 6.5 \text{ A(primarios)}$$

El ajuste de falla a tierra del R_{alim} chancado primario será: 0.13 o 13 %.

$$\text{Tiempo dial} = 3$$

$$I_{50G} (\text{falla a tierra instantánea})$$

$$I_{50G} = 35 \% \times (27 \text{ A}) = 9.45 \text{ A}$$

$$I_{51G} = 0.19 \times 50 = 9.5 \text{ A (primarios)}$$

Por lo tanto, el ajuste del R_{alim} Ch Prim será: 0.19 o 19 %. Para coordinar con el relé aguas abajo y arriba el tiempo será 0.2 s.

5.4.2.1. Ajustes de protecciones de tierra Rele Alim Ch Primario

Tabla 52. Configuración de ajustes de protección de tierra relé alimentador chancado primario
Relé Multilim 750 – Relé Alim CH Primario, 4.16 kV

Unidad de protección	Ajuste de corriente	Curva	Dial de tiempo/Delay time(s)
Sobrecorriente temporizada de tierra ($I_0 > 51 \text{ g}$)	$0.13x CT (50) = 6.5A$	Definite time	3
Sobrecorriente instantánea de tierra ($I_0 >> 50 \text{ g}$)	$0.19x CT (50) = 9.5A$	-	0.2 s

En las figuras 80 y 81 se muestra la coordinación de las protecciones a tierra de los relés de protección del motor y chancadora primaria con los relés que se encuentran aguas arriba.

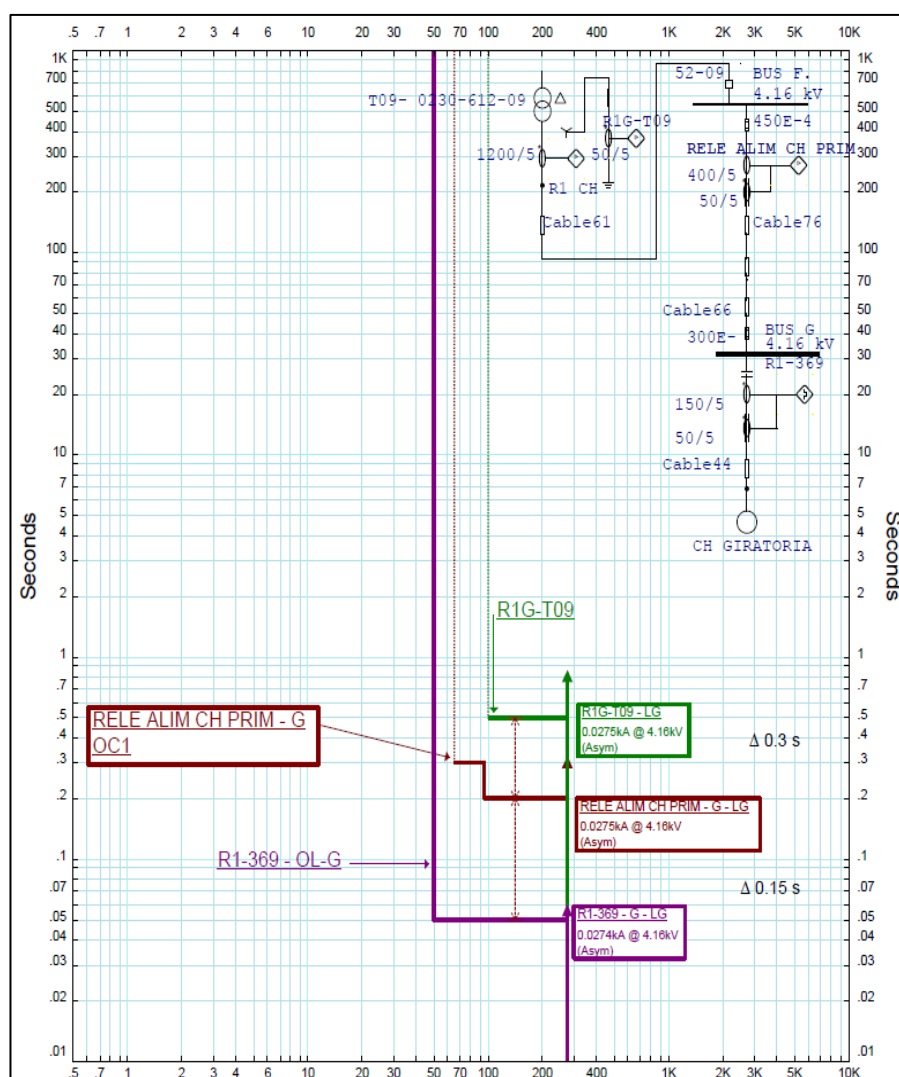


Figura 80. Curvas de coordinación de tierra para motor de chancadora giratoria con relés aguas arriba

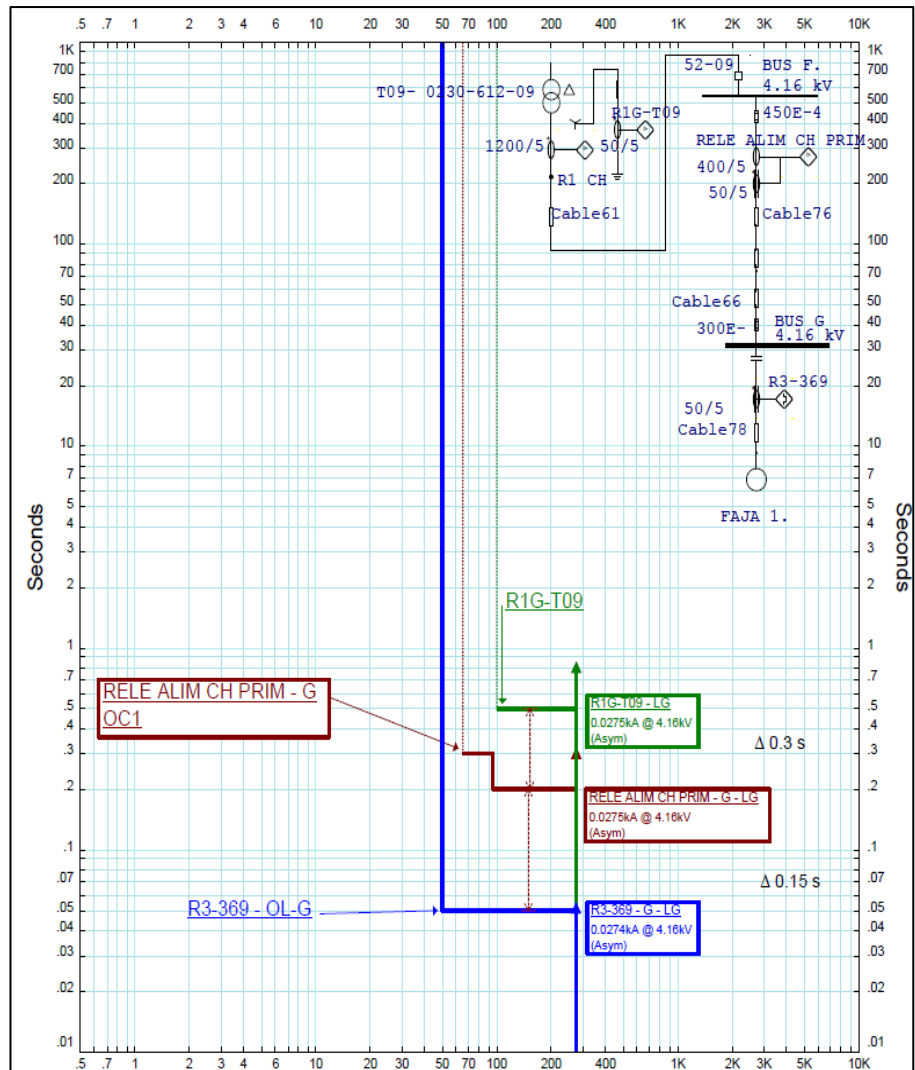


Figura 81. Curvas de coordinación de tierra para motor de faja transportadora 1 con relés aguas arriba

5.4.3. Relé 2- 745 (relé de protección T12 (750 kVA))

El máximo valor de la falla monofásica cerca del punto también es de 27 A, por lo que el ajuste debe ser inferior a este valor.

I_{51G} (falla a tierra con retardo)

$$I_{51G} = 20 \% \times (27 \text{ A}) = 5.4 \text{ A}$$

El valor más cercano es 5.5 A, por lo que se ajusta el relé.

$$I_{51G} = 0.11 \times 50 = 5.5 \text{ A (primarios)}$$

El ajuste del relé 2- 745 será: 0.11 o 11 %.

Tiempo dial = 1.7

I_{50G} (falla a tierra instantánea)

$$I_{50G} = 30 \% \times (27 \text{ A}) = 8.1 \text{ A}$$

El valor más cercano es 8 A, por lo que se ajusta el relé.

$$I_{50G} = 0.16 \times 50 = 8 \text{ A (primarios)}$$

Por lo tanto, el ajuste del relé 2- 745 será: 0.16 o 16 %. Para coordinar con los relés aguas arriba y abajo el tiempo será: 0.05 s.

Tabla 53. Configuración de ajustes de protección de tierra R2-745 (relé de protección T12 (750 kVA))

Relé Multilim 745 – Protección transformador T12 de 750 kVA (MCC 121), 4.16 kV			
Unidad de protección	Ajuste de corriente	Curva	Dial de tiempo/Delay time(s)
Sobrecorriente temporizada de tierra ($I_0 > 51 \text{ g}$)	$0.11x CT (50) = 5.5A$	Definitive Time	1.7
Sobrecorriente instantánea de tierra ($I_0 \gg 50 \text{ g}$)	$0.16x CT (50) = 8A$	-	0.05 s

5.4.4. Relé R3G-T12 (protección de tierra lado secundario T12- 750 kVA de chancado primario)

El máximo valor de la falla monofásica cerca del punto es de 5 A, por lo que el ajuste debe ser inferior a este valor y deberá coordinar con el relé 745 ubicado aguas arriba.

I_{50N} (falla a tierra instantánea)

$$I_{50N} = 50 \% \times (5 \text{ A}) = 2.5 \text{ A}$$

$$I_{50N} = 0.06 \times 50 = 3 \text{ A (primarios)}$$

Por lo tanto, el ajuste del R1G-T9 será: 0.06 o 6 %.

$$\text{Tiempo dial} = 0.1 \text{ s}$$

5.4.4.1. Ajustes de Protecciones de Tierra R3G-T12 (750 kVA)

Tabla 54. Configuración de ajustes de protección de tierra R3-T12

Relé startco engineering R3G-T12, 0.48 kV			
Unidad de protección	Ajuste de corriente	Curva	Time dial
Instantáneo de fase ($I_0 \gg$)	$6x\% CT (50) = 3A$	Definitive time	0.1

En la figura 82 se muestra la coordinación de las protecciones a tierra del relé de protección del transformador T12 de 750 kVA, el relé conectado en el lado de baja tensión al sistema de aterramiento y los relés aguas arriba.

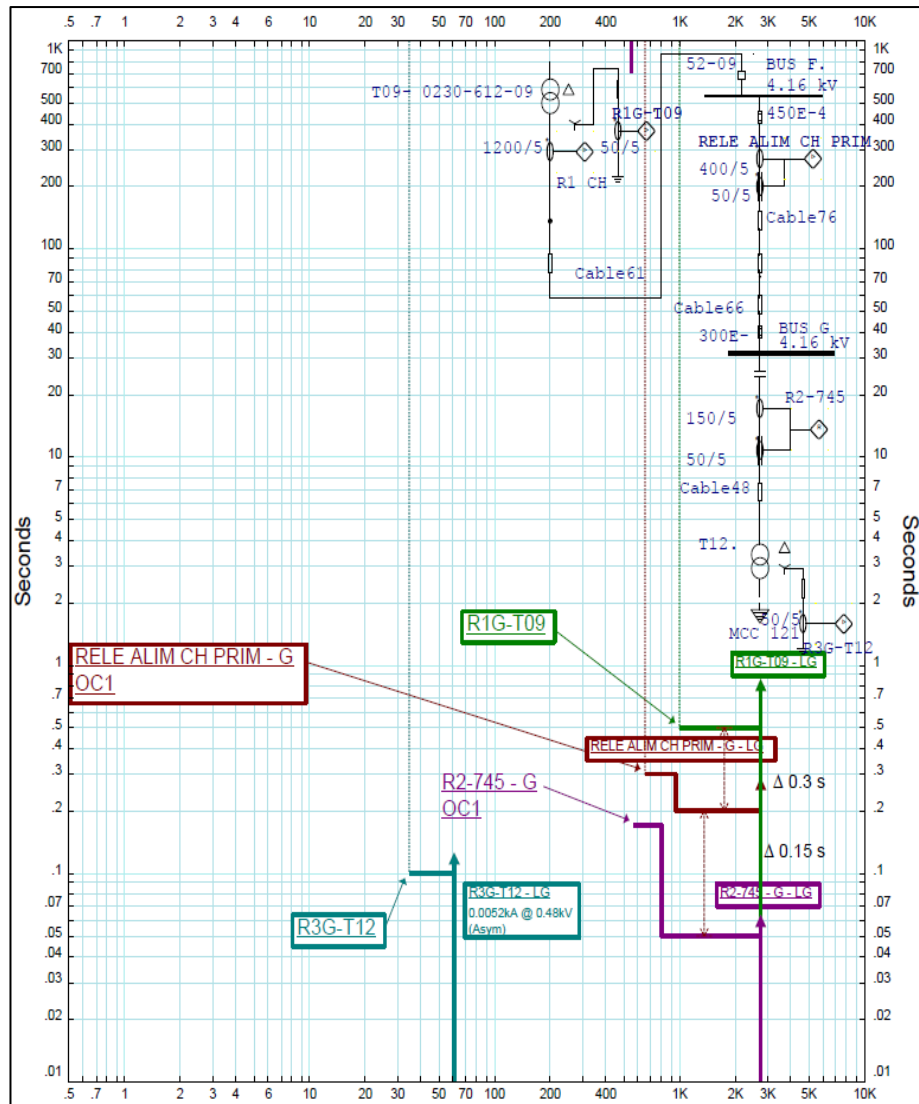


Figura 82. Curvas de coordinación de tierra para transformador T12 con relés aguas arriba

5.4.5. Relé 6- 745 (relé de protección T10 (750 kVA))

El máximo valor de la falla monofásica cerca del punto es de 27 A, por lo que el ajuste debe ser inferior a este valor.

I_{51G} (falla a tierra con retardo)

$$I_{51G} = 25 \% \times (27 \text{ A}) = 6.75 \text{ A}$$

El valor más cercano es 6.5 A, por lo que se ajusta el relé.

$$I_{51G} = 0.13 \times 50 = 6.5 \text{ A (primarios)}$$

El ajuste del relé 6- 745 será: 0.13 o 13 %.

Tiempo dial = 3

I_{50G} (falla a tierra instantánea)

$$I_{50G} = 35 \% \times (27 \text{ A}) = 9.45 \text{ A}$$

El valor más cercano es 9.5 A, por lo que se ajusta el relé.

$$I_{50G} = 0.19 \times 50 = 9.5 \text{ A (primarios)}$$

Por lo tanto, el ajuste del relé 6-745 será: 0.19 o 19 %. Para coordinar con los relés aguas arriba y abajo el tiempo será 0.2 s

Tabla 55. Configuración de ajustes de protección de tierra R6-745 (relé de protección T10 (750 kVA))

Relé Multilin 745 – protección transformador T10 de 750 kVA (MCC 101), 4.16 kV			
Unidad de protección	Ajuste de corriente	Curva	Dial de tiempo/Delay time(s)
Sobrecorriente temporizada de tierra ($I_0 > 51 \text{ g}$)	$0.13 \times CT (50) = 6.5 \text{ A}$	Definitive Time	3
Sobrecorriente instantánea de tierra ($I_0 \gg 50 \text{ g}$)	$0.19 \times CT (50) = 9.5 \text{ A}$	-	0.2 s

5.4.6. Relé R2G-T10 (protección de tierra lado secundario T10- 750 kVA de chancado secundario)

El máximo valor de la falla monofásica cerca del punto es de 5 A, por lo que el ajuste debe ser inferior a este valor.

I_{50N} (falla a tierra instantánea)

$$I_{50N} = 50 \% \times (5 \text{ A}) = 2.5 \text{ A}$$

$$I_{50N} = 0.06 \times 50 = 3 \text{ A (primarios)}$$

Por lo tanto, el ajuste del R2G- T10 será: 0.06 o 6 %.

Tiempo dial = 0.1

5.4.6.1. Ajustes de Protecciones de Tierra R2G-T10 (750 kVA)

Tabla 56. Configuración de ajustes de protección de tierra R2G-T10 lado secundario

Relé Startco Engineering R2G-T10, 0.48kV			
Unidad de protección	Ajuste de corriente	Curva	Time dial
Instantáneo de fase ($I_0 \gg$)	$6 \times \% CT (50) = 3 \text{ A}$	Definitive time	0.1

En la figura 83 se presenta la coordinación de las protecciones a tierra del relé de protección del transformador de T10 de 750 kVA, el relé conectado en el lado de baja tensión al sistema de aterramiento y los relés aguas arriba.

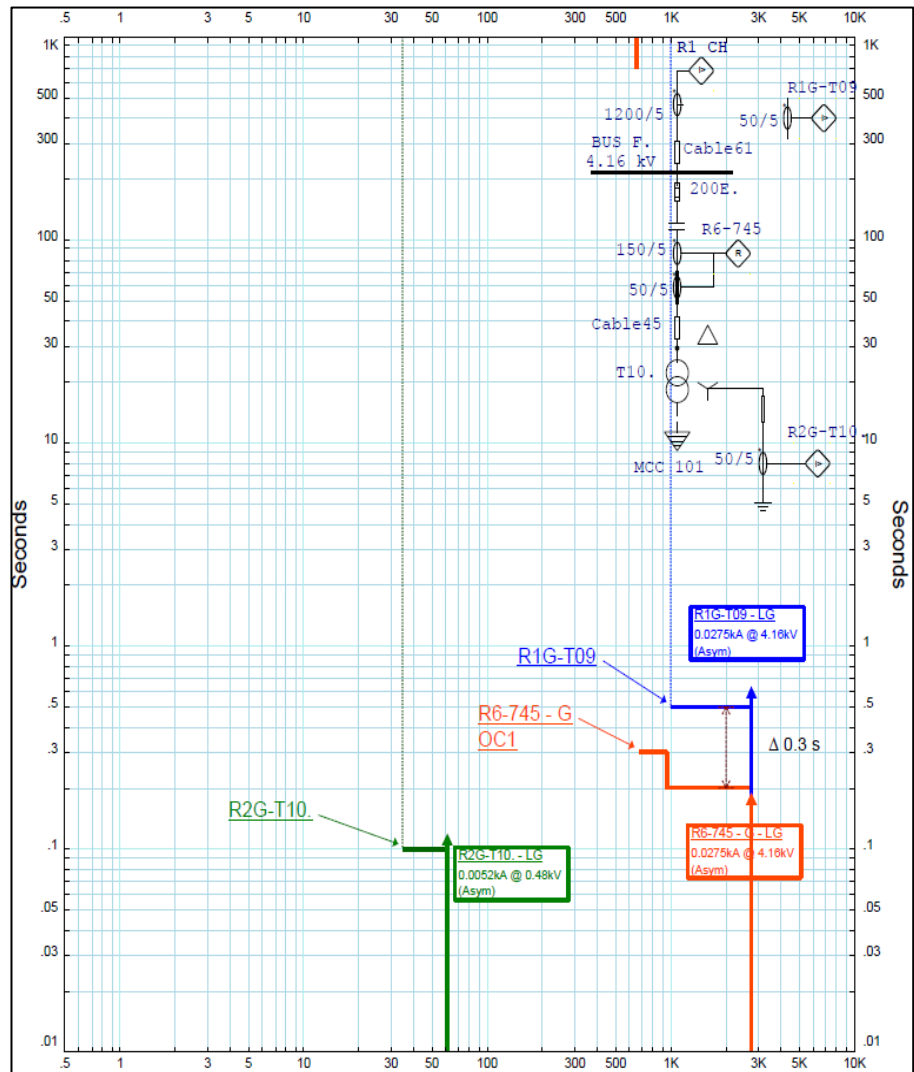


Figura 83. Curvas de coordinación de tierra para transformador T10 con relés aguas abajo y arriba

5.5. Coordinación de Protecciones de equipos

5.5.1. Coordinación Relé Principal 750 con Relé y Fusible Aguas Abajo

En el siguiente apartado se presenta la coordinación de protecciones de todos los equipos de chancado tanto primario y secundario.

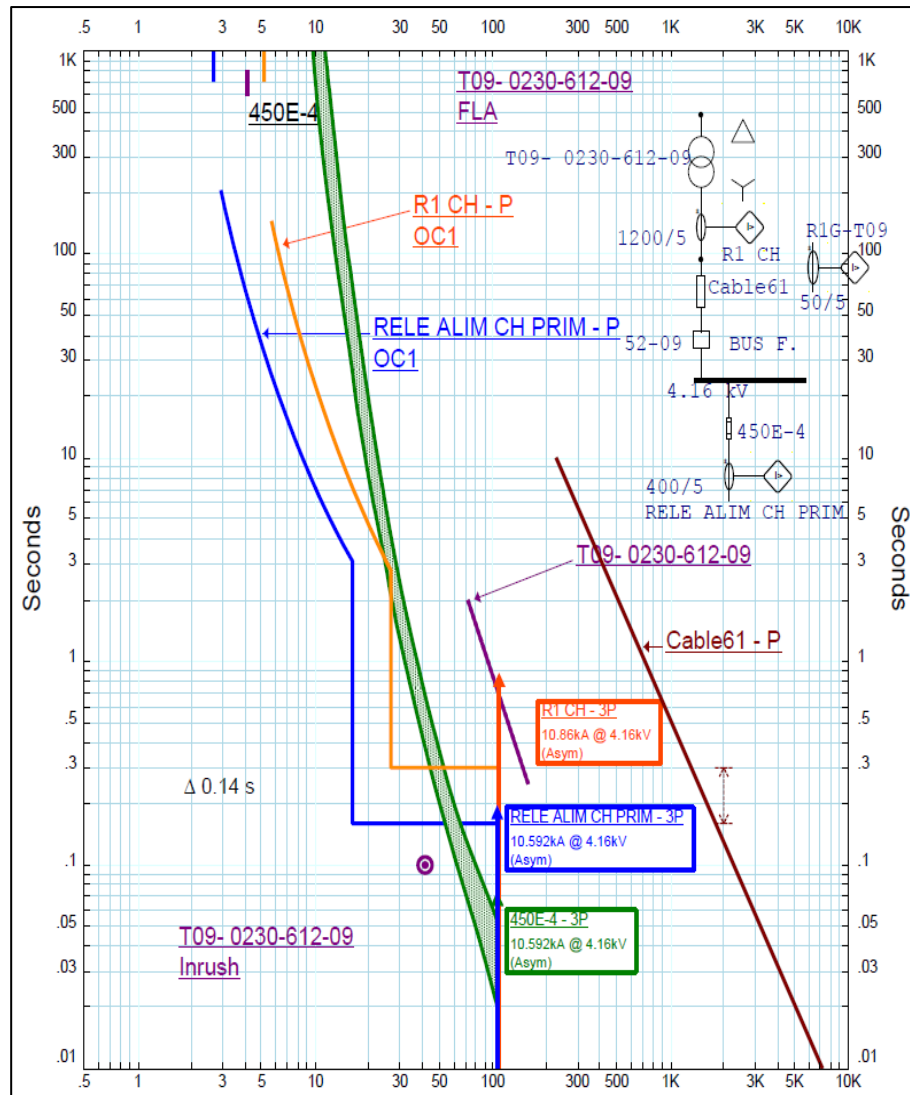


Figura 84. Curvas de coordinación de relé del transformador principal con relé aguas abajo y fusible

En la figura se observa la coordinación del relé de protección del transformador de 3 MVA y alimentador principal, con el relé aguas abajo y el fusible del circuito alimentador de chancado primario. Los márgenes de coordinación son 0.14 s entre relés y 0.24 s, se cumple con lo recomendado por la normativa IEEE.

5.5.2. Coordinación de Equipos de Chancado Primario

A continuación, se presenta la coordinación de protecciones para corriente de fase para la faja 1, chancadora giratoria y transformador T12 con los dispositivos de protección que se encuentran aguas arriba.

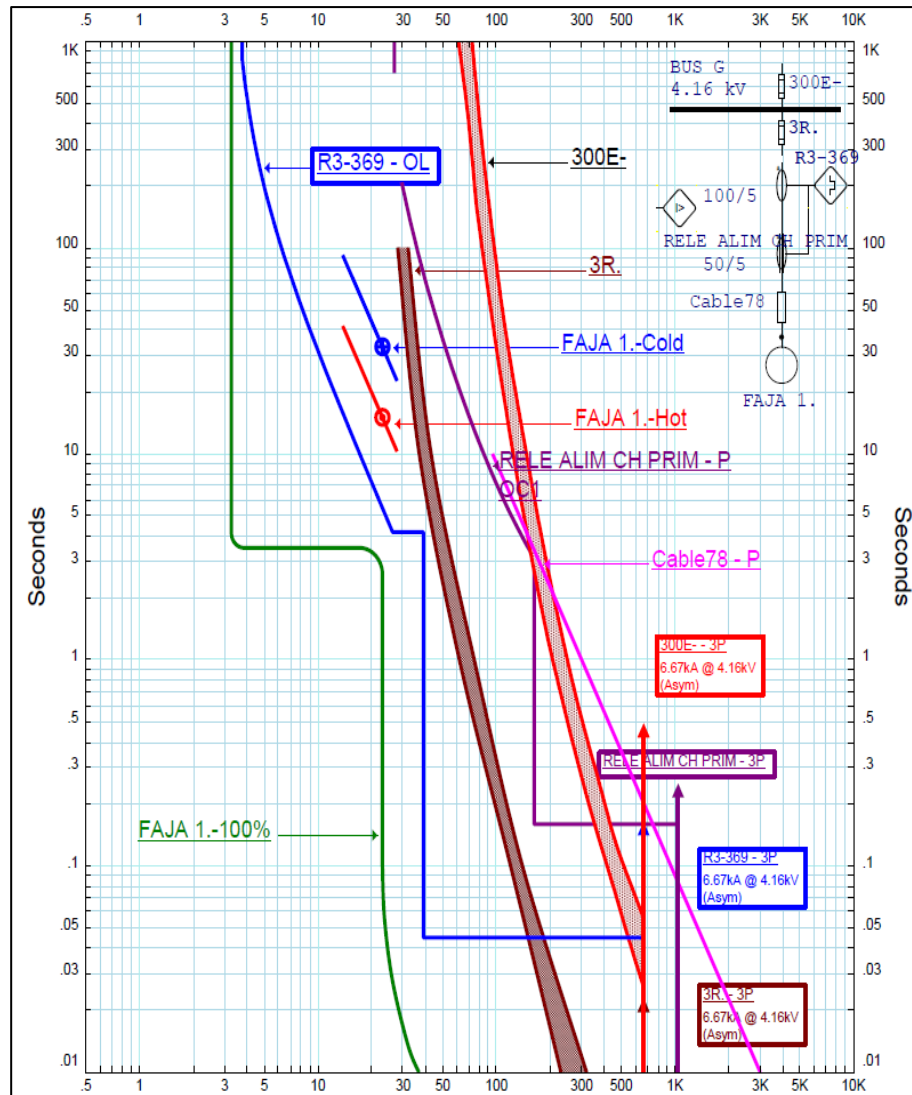


Figura 85. Curvas de coordinación de relé de motor faja 1 con relé y fusible aguas arriba

En las figuras 85, 86 y 87 mostradas a continuación se observa la coordinación de las curvas de sobrecorriente del relé de protección del motor de la chancadora primaria, faja 1 y el transformador T12, con el relé aguas arriba alimentador al circuito de chancado primario y el fusible principal. En todos los casos se observa un margen de coordinación en relés de 0.12 s.

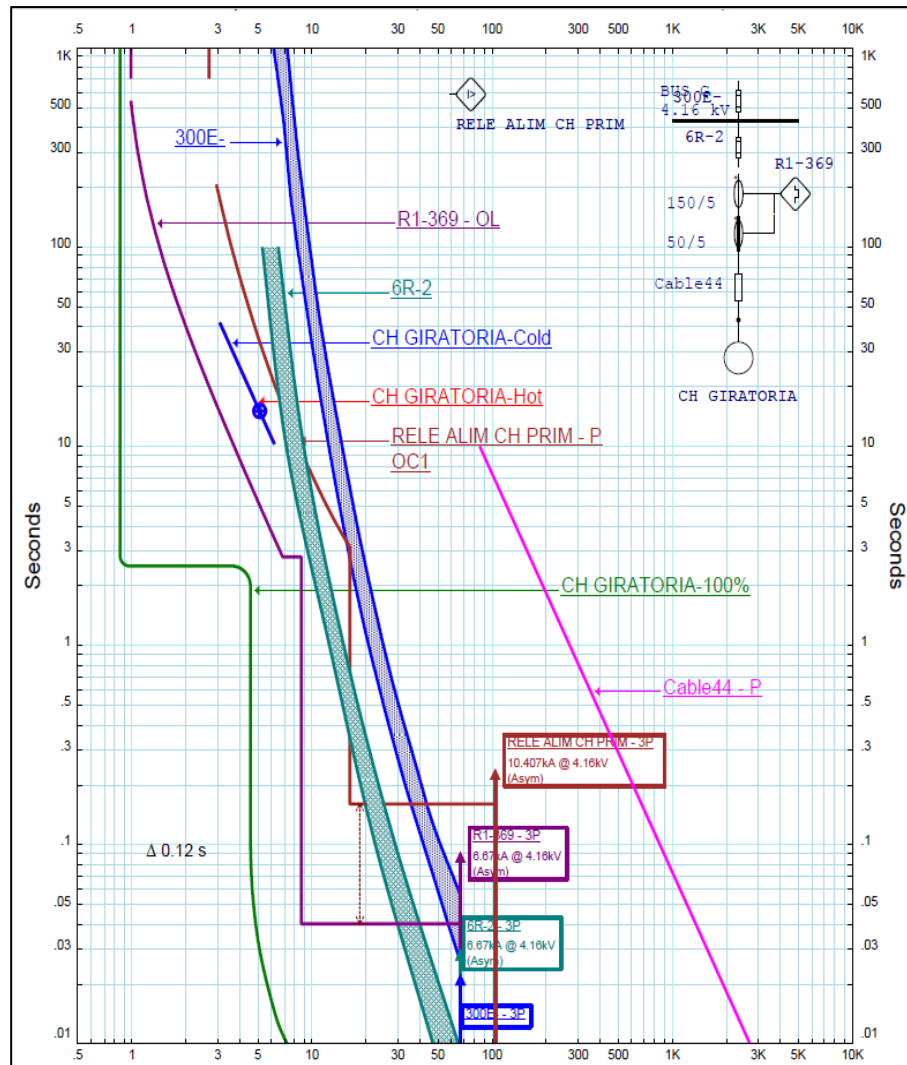


Figura 86. Curvas de coordinación de relé de motor de la chancadora primaria con relé y fusible aguas arriba

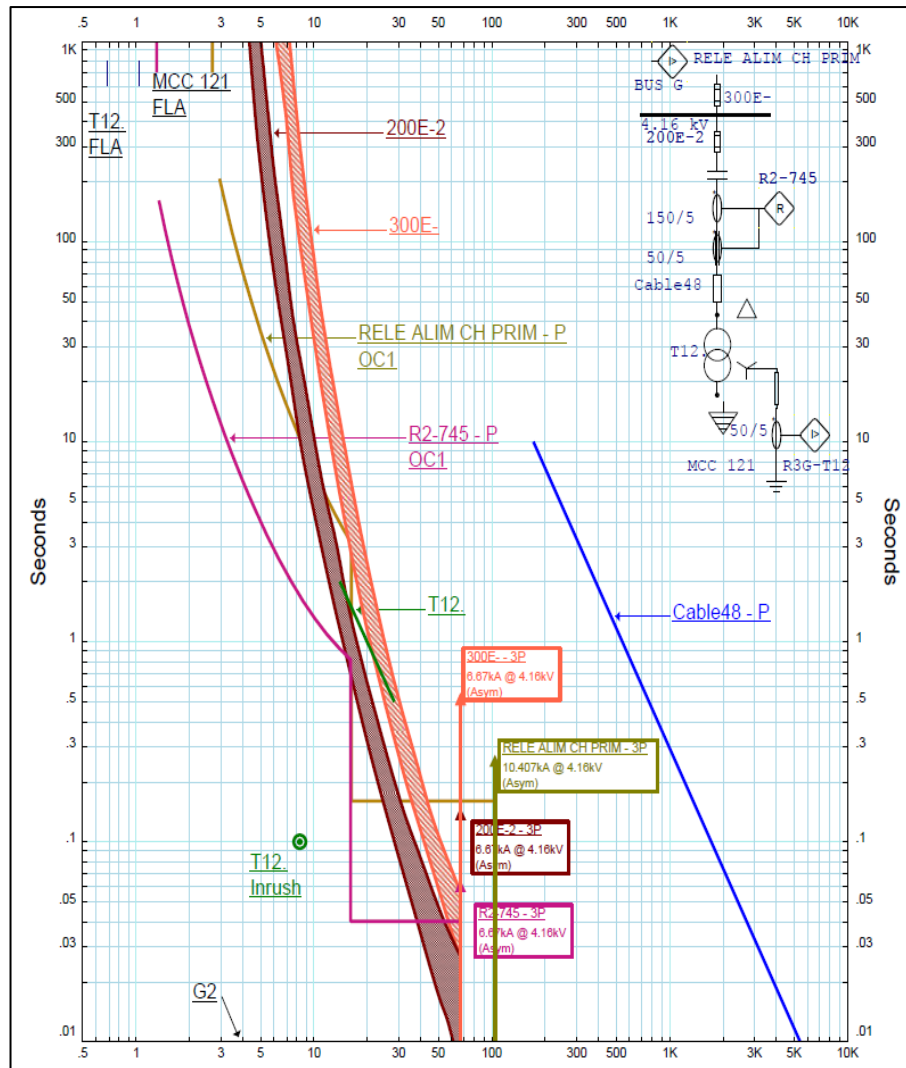


Figura 87. Curvas de coordinación de relé transformador T12 con relé y fusible aguas arriba

5.5.3. Coordinación de Equipos de Chancado Secundario

A continuación, se presenta la coordinación de protecciones de la faja 2, faja 5, chancadora cónica 1 y 2, por último, el transformador T12 con los dispositivos de protección que se encuentran aguas arriba. Estos son el relé 750 en lado de 4.16 kV y el fusible de protección en el lado de 13.8 kV del transformador principal.

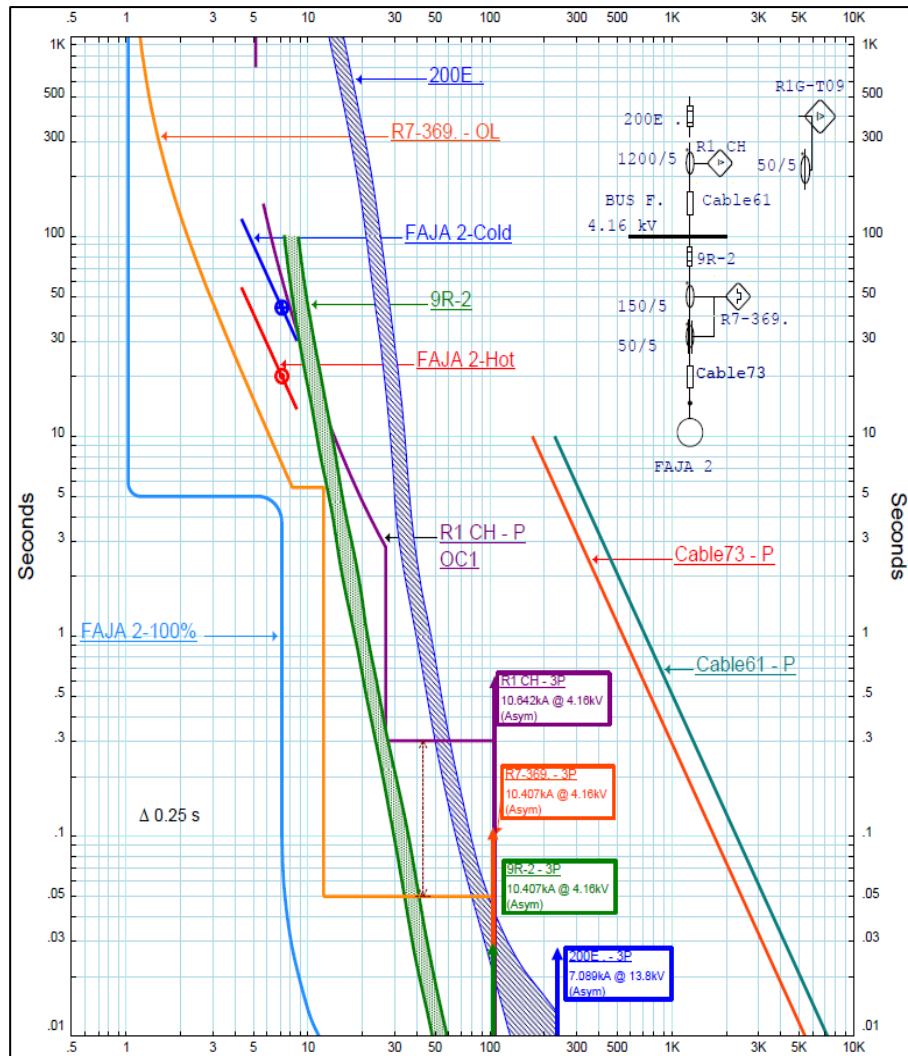


Figura 88. Curvas de coordinación de relé de la faja transportadora 2 con relé y fusible aguas arriba

En todas las figuras mostradas se representa las curvas de coordinación y daño de los equipos protegidos, estos son motores y transformadores, que cada uno deberá coordinar con el relé y fusible aguas arriba para este caso del circuito alimentador de chancado primario. En todos los casos se observa un margen de coordinación en relés de 0.25 s. Con respecto a los fusibles evitar el cruce de los relés con fusibles aguas arriba.

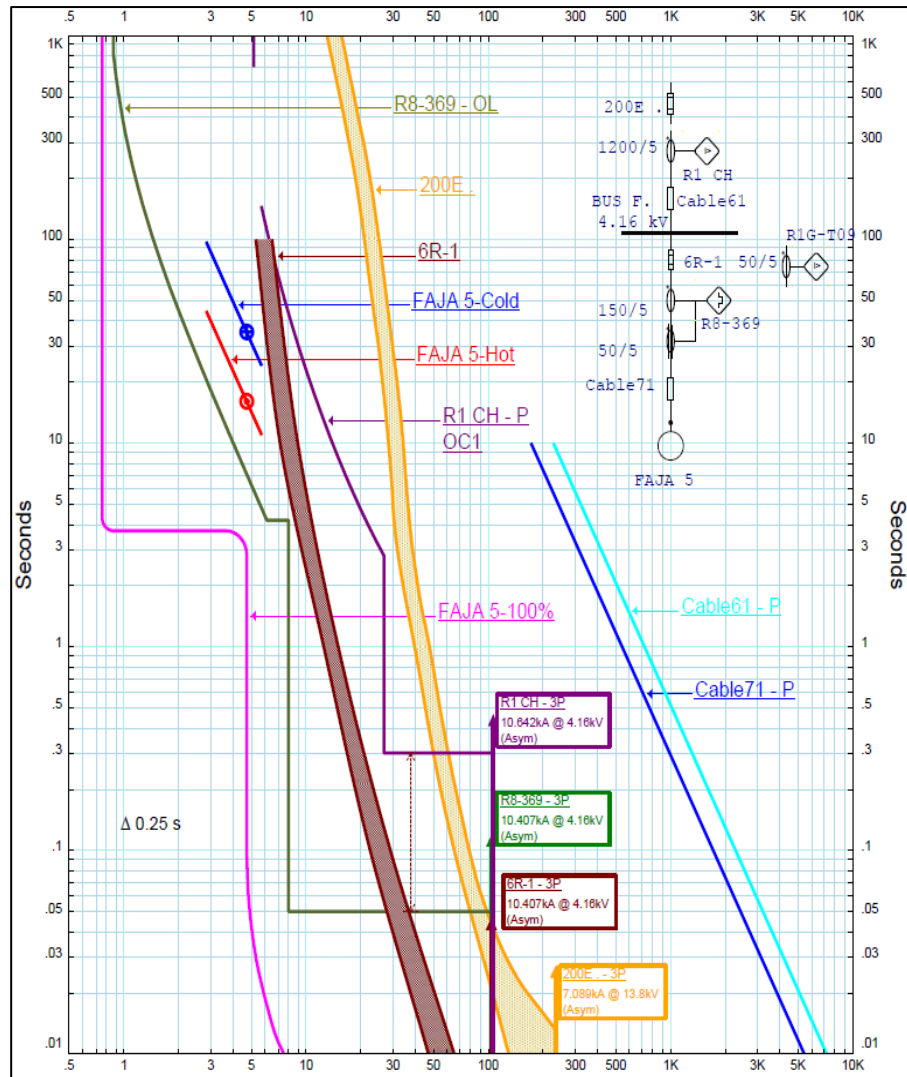


Figura 89. Curvas de coordinación de relé de la faja transportadora 5 con relé y fusible aguas arriba

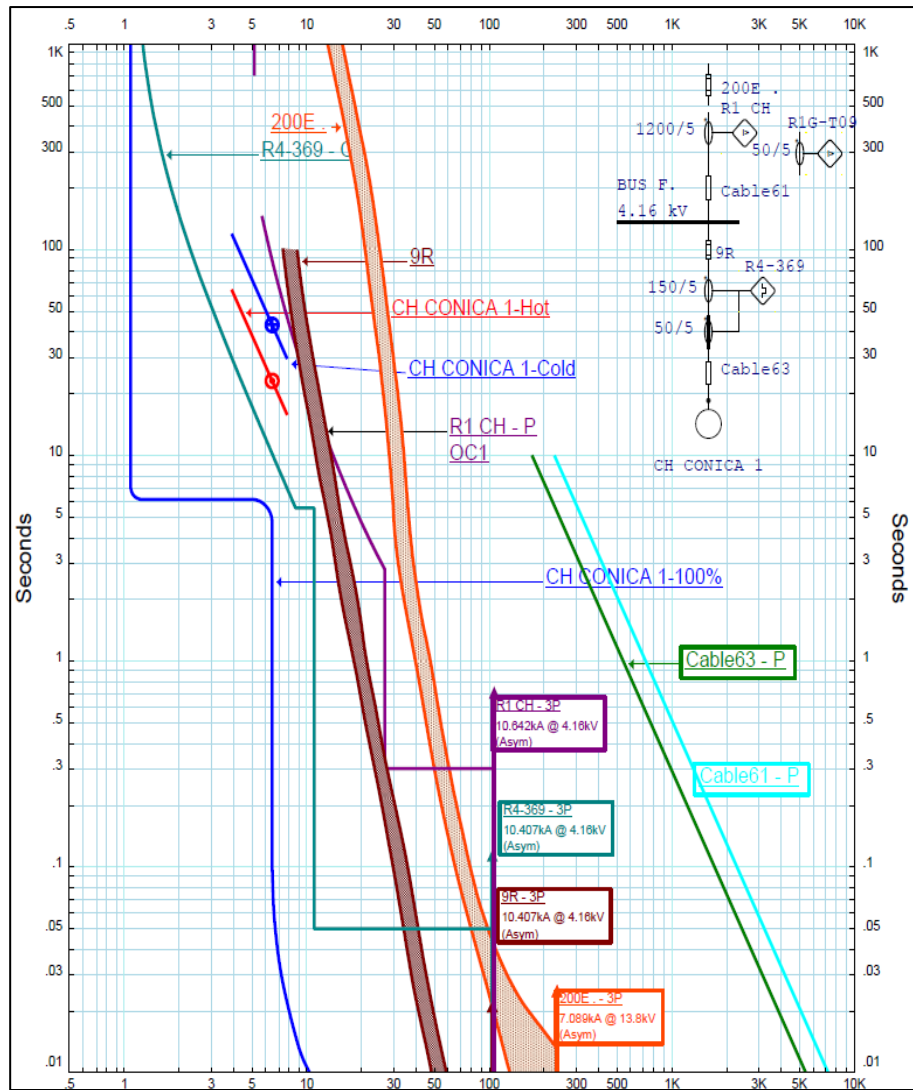


Figura 90. Curvas de coordinación de relé de la chancadora cónica 1 con relé y fusible aguas arriba

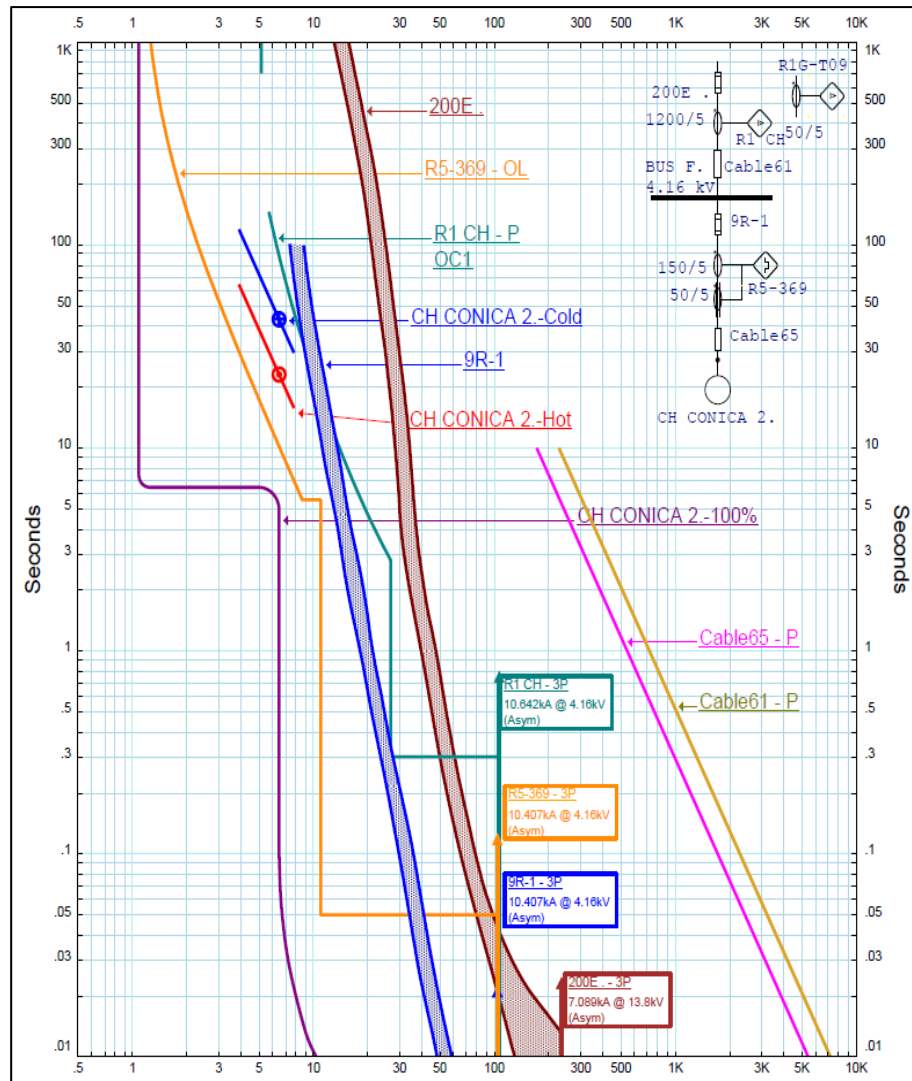


Figura 91. Curvas de coordinación de relé de la chancadora cónica 2 con relé y fusible aguas arriba

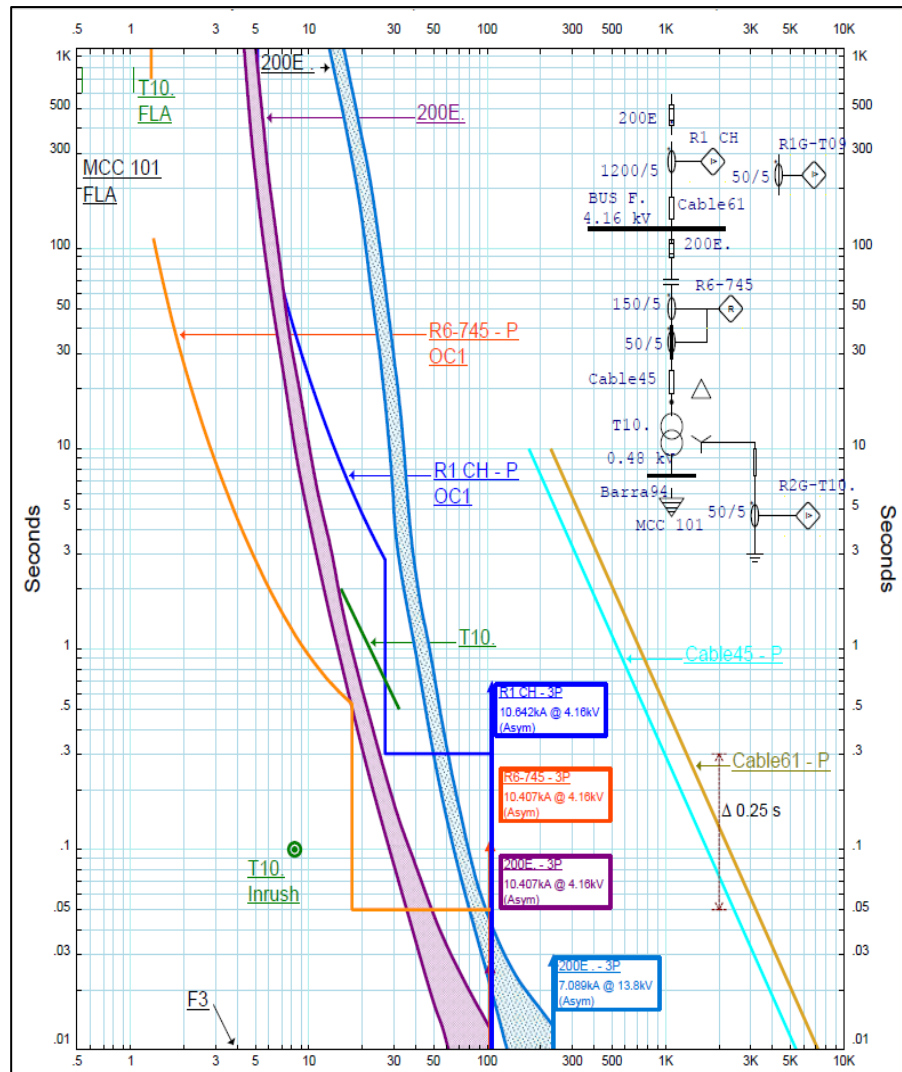


Figura 92. Curvas de coordinación de relé transformador T10 con relé y fusible aguas arriba

5.6. Cálculo de Energía Disipada (I^2t) Durante una Falla a Tierra

5.6.1. Aterramiento en Transformador T10 y T12-750 kVA

A continuación, se hará una comparación de la energía disipada de dos tipos de sistemas de aterramiento después de aplicar una falla a tierra. Para esto, se considera un sistema de 480 V, alimentado por un transformador de 750 kVA y $Z = 5.75 \%$.

5.6.1.1. Sistema Sólidamente Aterrado (SSA)

Para calcular el cortocircuito monofásico de un sistema SSA y la energía disipada por este sistema, se utiliza la ecuación que se muestra a continuación (54).

$$I_{CC1\phi M\acute{A}X} = \frac{1}{0.0575} \times I_{n_{sec}}$$

$$I_{CC1\phi M\acute{A}X} = 17.39 \times 902.1$$

$$I_{CC1\phi M\acute{A}X} = 15687 \sim 15690A$$

Donde:

$I_{n_{sec}}$: corriente nominal en el lado secundario del transformador

Para $t = 1$ s, el valor de I^2t será:

$$\text{Energía disipada} = I^2t$$

$$I^2t = (15690^2) \times 1 = 246\,176\,100A^2.s.$$

5.6.1.2. Sistema Aterrado por Resistencia de 5A (RAV) (aterramiento por resistencia de alto valor)

En un sistema aterrado por una resistencia que limita el valor de corriente a 5 A, tendrá una corriente de falla a tierra (54):

$$I_{CC1\phi M\acute{A}X} = 5A$$

Para $t = 1$ s, el valor de I^2t será:

$$\text{Energía disipada} = I^2t$$

$$I^2t = (5^2) \times 1 = 25A^2.s.$$

5.6.2. Aterramiento en Transformador T09 – 3000 kVA

A continuación, se hará otra comparación de dos tipos de sistemas de aterramiento después de aplicar una falla a tierra. Para esto, se considera un sistema de 4160 V, alimentado por un transformador de 3000 kVA y $Z = 5.75\%$.

5.6.2.1. Sistema Sólidamente Aterrado (SSA)

La magnitud de la corriente de cortocircuito fase-tierra es el mismo orden que la trifásica, se usa la ecuación para calcular la energía disipada (54).

$$I_{CC1\phi M\acute{A}X} = \frac{1}{0.0575} \times I_{n_{sec}}$$

$$I_{CC1\phi M\acute{A}X} = 17.39 \times 416.36A$$

$$I_{CC1\phi M\acute{A}X} = 7240.5 \sim 7240A$$

Para $t = 1$ s, el valor de I^2t será:

$$I^2t = (7240^2) \times 1 = 52\,417\,600A^2.s.$$

5.6.2.2. Sistema Aterrado por Resistencia de 25A (RAV) (aterramiento por resistencia de alto valor)

En un sistema aterrado por una resistencia que limita el valor de corriente a 25 A, tendrá una corriente de falla a tierra (54):

$$I_{CC1\phi M\acute{A}X} = 25 A$$

Para $t = 1$ s, el valor de I^2t será:

$$I^2t = (25^2) \times 1 = 625A^2.s.$$

5.6.3. Comparación de Liberación de Energía entre los dos Sistemas

Tabla 57. Comparación de energía

Equipo	Sistema de aterramiento	Energía liberada o disipada
Transformador de 750 kVA- T10 y T12	Sólidamente aterrado	246 176 100 A ² . s.
	Resistencia de alto valor	25 A ² . s.
Transformador de 3 MVA- T09	Sólidamente aterrado	52 417 600A ² .s
	Resistencia de alto valor	625 A ² . s.

Haciendo la comparación de una falla a tierra durante un segundo en los dos sistemas para los tres transformadores se tiene:

- ✓ El sistema sólidamente aterrado libera cerca de 10 millones de veces más energía que un sistema aterrado por una resistencia de alto valor de 5 A en 480 V.

- ✓ El sistema sólidamente aterrado libera cerca de 84 mil veces más energía que un sistema aterrado por una resistencia de alto valor de 25 A en 4160 V.

La máxima falla a tierra que se producirá será de 5 y 25 A para los transformadores de 750 y 3000 kVA en los niveles de tensión 480 V y 4160 V, respectivamente. En el cálculo de cortocircuito simulado en el *software* se verifica que la máxima corriente de falla a tierra (1Ø-G) será 5 y 25 A.

Conclusiones

El objetivo principal de este trabajo consistió en desarrollar la evaluación del sistema de coordinación de protecciones en el circuito eléctrico de chancado en media tensión, al respecto se concluye:

1. La configuración de los ajustes de las protecciones en los transformadores es inadecuada, ya que de todos ellos se necesita modificar los valores de corriente y de falla a tierra según el análisis realizado en la capítulo IV, el 100 % de los ajustes de corriente con retardo e instantánea necesitan modificarse, mientras que los ajustes de tierra los de tiempo instantáneo necesitan modificarse el 100 % y los de tiempo con retardo el 80 %, todos presentan un valor elevado de modificación.
2. Los ajustes de las protecciones en los 6 motores del circuito de chancado también son inadecuados y es necesario modificar la protección de estator con RTD en un 33.33 %, la protección de sobrecarga en un 66.67 %, la protección de desbalance en un 83.33 %, finalmente, la protección de cortocircuito, rotor bloqueado y falla a tierra en un 100 %.
3. Los ajustes para proteger los alimentadores también son inadecuados, primero es necesario desactivar la segunda etapa de sobrecorriente temporizada para evitar las intersecciones que se evaluaron en el capítulo IV, luego modificar los ajustes de protección de sobrecorriente y de falla a tierra en un 100 %.
4. De manera general, se concluye que todas las configuraciones de las protecciones en el circuito eléctrico de chancado, son posibles mejorarlas y necesitan modificarse en su mayoría, por lo que, con el estudio propuesto, se logró corregir las deficiencias encontradas en los ajustes de los equipos de protección, levantando así todas las observaciones e intersecciones que provocan que la coordinación de protecciones sea inadecuada.

Recomendaciones

1. Luego de modificar los ajustes del circuito de chancado, se recomienda realizar pruebas de disparo con maleta de pruebas, de esta forma se verificará el tiempo de actuación de todas las protecciones, así como su retardo en enviar la señal de disparo a los contactores.
2. Siempre que haya aumento o disminución de carga en el circuito de chancado, se deberá reevaluar el estudio de coordinación, esto para no afectar la continuidad del servicio y garantizar la efectividad de la actuación de las protecciones eléctricas en su zona de operación.
3. Se recomienda que solo personal entrenado deba manipular el *software* de General Electric para modificar los ajustes de los parámetros de protección, esto aplica para toda la unidad minera. Asimismo, solo deberá estar activado el modo lectura, para evitar que se modifiquen los ajustes por equivocación.
4. Para garantizar la confiabilidad en la unidad minera, se sugiere realizar la evaluación del estudio de coordinación de protecciones de todas las áreas que se consideren críticas para la operación.
5. Como recomendación principal se deberá tener siempre el plano unifilar del circuito de chancado actualizado en formato AutoCAD y PDF; ya que se encontró variaciones en campo en motores y fusibles.

Referencias

1. CAVIEDES, S. *Coordinación automática de protecciones de sobrecorriente para un sistema de distribución ante desastres naturales*. Tesis (Título de Ingeniero Eléctrico). Quito: Universidad Politécnica Salesiana Sede Quito, 2018. 35 pp. [fecha de consulta: 24 junio 2023]. Disponible en: <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/15771>
2. HENRÍQUEZ, P.; SALTOS, C.; YÁÑEZ, S. *Estudio de Coordinación de las Protecciones en base a herramientas computacionales aplicable a la Subestación de Distribución Cerro Blanco*. Tesis (Título de Ingeniero en Electricidad Especialización Potencia). Guayaquil: Escuela Superior Politécnica del Litoral, 2013. 223 pp. [fecha de consulta: 06 junio 2022]. Disponible en: <http://www.dspace.espol.edu.ec/xmlui/handle/123456789/42237>
3. RADTHINK. *¿Cuál es la utilidad de un estudio de coordinación de protecciones eléctricas?* s. f. [fecha de consulta: 08 de junio de 2022]. Disponible en: <https://radthink.com.mx/cual-es-la-utilidad-de-un-estudio-de-coordinacion-de-protecciones-electricas/>
4. SCHNEIDER Electric. *Manual y Catálogo del Electricista - MYCE* [en línea]. Perú: Schneider Electric Perú S.A., 2021 [fecha de consulta: 24 de junio de 2023]. Disponible en: <https://www.se.com/pe/es/download/document/MYCE2021/>
5. ESPINOZA, J.; ESTUPIÑAN, P. *Guía de selección de sistema de protección en subestaciones por medio de relés basados en microprocesadores aplicado en Subestaciones de Transmisión*. Tesis (Título de Ingeniero en Electricidad). Guayaquil: Universidad Politécnica Salesiana, 2010. 100 pp. [fecha de consulta: 06 junio 2022]. Disponible en: <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/2093>
6. LEGRAND. *Coordinación entre dispositivos de protección* [en línea]. España: Legrand Group España, S.L, 2016 [fecha de consulta: 01 de julio de 2022]. Disponible en: <https://www.voltimum.es/documentos/coordinacion-dispositivos-proteccion>
7. PUERTAS, J. *Incremento de disponibilidad en equipos críticos de refrigeración de Empacadora Toledo, S.A, Planta Amatitlán*. Tesis (Magister en Ingeniería de Mantenimiento). Guatemala: Universidad San Carlos de Guatemala, 2007. 61 pp. [fecha de consulta: 2 de junio de 2022]. Disponible en: <https://core.ac.uk/download/pdf/45359442.pdf>
8. FERVISA. *Estudio de coordinación de protecciones*. s. f. [fecha de consulta: 11 de junio de 2023]. Disponible en: <http://www.fervisa.com.mx/wp-content/uploads/2017/02/COORDINACION-2017.pdf>
9. MENA, P. *Coordinación de las protecciones en sistemas industriales*. Tesis (Título de Ingeniero Eléctrico). Quito: Escuela Politécnica Nacional, 1981. 167 pp. [fecha de consulta: 11 de junio de 2023]. Disponible en:

<https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/6627/1/T887.pdf>

10. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinermin). *Impacto de la protección eléctrica en la calidad de suministro* [en línea]. Lima: Osinermin, 2011 [fecha de consulta: 11 de junio de 2023]. Disponible en:
[https://www.osinermin.gob.pe/newweb/uploads/Publico/II %20FORO %20REGIONAL %20ELECTRICIDAD %20TACNA %202011/LEONIDAS %20SAYAS %20-%20Proteccion %20Electrica.pdf](https://www.osinermin.gob.pe/newweb/uploads/Publico/II%20FORO%20REGIONAL%20ELECTRICIDAD%20TACNA%202011/LEONIDAS%20SAYAS%20-%20Proteccion%20Electrica.pdf)
11. ANCHUNDIA, J.; CHERE, B.; MARTÍNEZ, A. Estudio de coordinación de protecciones eléctricas en la subestación Tachina aplicando el *software* Digsilent. *Revista Científica Dominio de las Ciencias* [en línea]. Noviembre, 2019, 5(1), 323-340 [fecha de consulta: 07 mayo 2022]. ISSN: 2477-8818. Disponible en:
<https://dominiodelasciencias.com/ojs/index.php/es/article/view/1047>
12. PAEZ, O. *Coordinación de protecciones eléctricas de transformadores de una Planta Cementera*. Tesis (Magister en arte en Energía y Ambiente). Guatemala: Universidad de San Carlos de Guatemala, 2018. 96 pp. [fecha de consulta: 01 de junio de 2022]. Disponible en: <https://core.ac.uk/download/pdf/158624094.pdf>
13. MORALES, D. *Coordinación de Protecciones en una Industria Química*. Tesis (Título de Ingeniero Electricista). México: Instituto Politécnico Nacional, 2017. 209 pp. [fecha de consulta: 3 de junio de 2022]. Disponible en:
<https://tesis.ipn.mx/handle/123456789/28043>
14. ANDRADE, A. *Análisis de sistema eléctrico de la S/E Pujilí para redistribución de carga y coordinación de protecciones en el alimentador primario 10PJ13B2S1: Alpamalag - La Merced - Isinche de la Empresa Eléctrica Cotopaxi*. Tesis (Título de Ingeniero Electromecánico). Latacunga: Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE Ecuador, 2019. 97 pp. [fecha de consulta: 5 de junio de 2022]. Disponible en:
<http://repositorio.espe.edu.ec/handle/21000/15624>
15. FREIRE, A.; HURTADO, A. *Estudio de coordinación de protección de sobrecorriente del alimentador La Cena perteneciente a la subestación Guanujo de la CNEL EP Bolívar*. Tesis (Título de Ingeniero Eléctrico en Sistemas Eléctricos de Potencia). Latacunga: Universidad Técnica de Cotopaxi, 2015. 167 pp. [fecha de consulta: 7 de junio de 2022]. Disponible en: <http://repositorio.utc.edu.ec/handle/27000/2947>
16. MONSALVE, O. *Coordinación de protección del Alimentador BE-S03 – Sistema eléctrico Bellavista Rural*. Tesis (Título de Ingeniero Mecánico Electricista). Lambayeque: Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo, 2020. 131 pp. [fecha de consulta: 10 de junio de 2022]. Disponible en: <https://repositorio.unprg.edu.pe/handle/20.500.12893/8307>
17. ESPINOZA, M.; GOMEZ, M.; VILCAPOMA, W. *Pruebas eléctricas como factor de ajuste en la coordinación de protecciones, caso: red MT 20 kV-Metro de Lima*. Tesis

- (Título de Ingeniero Electricista). Lima: Universidad Nacional del Callao, 2016. 91 pp. [fecha de consulta: 2 de octubre de 2021]. Disponible en <http://repositorio.unac.edu.pe/handle/20.500.12952/1587>
18. USCAMAYTA, R. *Estudio de coordinación de protección en la subestación de Totorani acorde a los nuevos cambios de la topología en alta y media tensión para el año 2021*. Tesis (Título de Ingeniero Mecánico Electricista). Puno: Universidad Nacional de Altiplano de Puno, 2020. 196 pp. [fecha de consulta: 3 de mayo de 2022]. Disponible en: <http://repositorio.unap.edu.pe/handle/20.500.14082/14279>
 19. LOZADA, E.; PONGO, L. *Estudio de la coordinación de protecciones del sistema eléctrico en 22.9 kV para la planta procesadora en Shanango, Bellavista, Jaén*. Tesis (Título de Ingeniero Mecánico Electricista). Jaén: Universidad Nacional de Jaén, 2019. 62 pp. [fecha de consulta: 4 de mayo de 2022]. Disponible en: <http://repositorio.unj.edu.pe/handle/UNJ/95>
 20. CASTRO, B. *Mejoramiento de las protecciones eléctricas de los alimentadores A4802 y A4803 en la Subestación Chanchamayo en 22.9 kV*. Tesis (Título de Ingeniero Electricista). Huancayo: Universidad Nacional del Centro Del Perú, 2020. 85 pp. [fecha de consulta: 4 de mayo de 2022]. Disponible en: <https://repositorio.uncp.edu.pe/handle/20.500.12894/6344>
 21. CANAHUALPA, K. *Mejoramiento de los indicadores de confiabilidad empleando la coordinación y disposición de los equipos de protección y su efecto económico en el Sistema de Distribución Tarapoto Rural en 22.9 kV*. Tesis (Título de Ingeniero Electricista). Huancayo: Universidad Nacional Del Centro Del Perú, 2019. 140 pp. [fecha de consulta: 6 de junio de 2023]. Disponible en: <https://repositorio.uncp.edu.pe/handle/20.500.12894/6433>
 22. CASTELLANOS, R. *Mejoramiento de la coordinación de protección del sistema eléctrico Tarapoto rural – Alimentador TA-S06*. Tesis (Título profesional de Ingeniero Electricista). Huancayo: Universidad Nacional del Centro del Perú, 2019. 127 pp. [fecha de consulta: 3 de octubre de 2022]. Disponible en: <https://repositorio.uncp.edu.pe/handle/20.500.12894/6473>
 23. QUINTANA, C. *Optimización de la protección eléctrica para reducir las interrupciones en el tramo del eje Matahuasi - Quebrada Honda*. Tesis (Título de Ingeniero Electricista). Huancayo: Universidad Nacional del Centro del Perú, 2021. 91 pp. [fecha de consulta: 4 de mayo de 2022]. Disponible en: <https://repositorio.uncp.edu.pe/handle/20.500.12894/6668>
 24. COES. *Criterios de ajuste y coordinación de los sistemas protección del Sistema Interconectado en Perú* [en línea]. Lima: COES SINAC, 2014. [fecha de consulta: 4 de mayo de 2022]. Disponible en: <https://www.coes.org.pe/Portal/search?k=criterios>

25. IEEE. *Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems Std 242-2001*. [en línea]. Nevada: IEEE-SA Standards Board, 2001. [fecha de consulta: 10 de enero 2021] Disponible en: <https://cursos Tesla.com/wp-content/uploads/2017/11/IEEE-242-BUFF-Recommended-practice-for-protection-and-coord-2.pdf>
26. PÉREZ, F. *Coordinación de protecciones de sistemas eléctricos de potencia mediante formulación de problema de optimización*. Tesis (Título de Ingeniero Civil Eléctrico). Santiago de Chile: Universidad de Chile, 2021. 73 pp. [fecha de consulta: 16 de febrero de 2023]. Disponible en: <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/181246>
27. GONZALES, J. *Procedimiento para un estudio de coordinación de protecciones eléctricas contra sobrecorrientes*. Tesis (Título de Ingeniero Mecánico Electricista). México. Universidad Autónoma de México, 1997. 149 pp. [fecha de consulta: 16 de febrero de 2023]. Disponible en: https://ru.dgb.unam.mx/handle/DGB_UNAM/TES01000257265
28. CUEVAS, A.; HERNANDEZ, J. *Coordinación de protecciones en un Sistema de Distribución*. Tesis (Título de Ingeniero Eléctrico). México: Instituto Politécnico Nacional, 2013. 170 pp. [fecha de consulta: 08 junio 2023]. Disponible en: [https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/13995/COORDINACION %20DE %20PROTECCIONES %20EN %20UN %20SISTEMA %20DE %20DISTRIBUCION %E2 %80 %9D.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/13995/COORDINACION%20DE%20PROTECCIONES%20EN%20UN%20SISTEMA%20DE%20DISTRIBUCION%20E2%80%9D.pdf?sequence=1&isAllowed=y)
29. Inelectra. *Curso de Protecciones Eléctricas bajo normas ANSI e IEC*. Venezuela: INEDON, 2010. 373 pp.
30. PORTALANZA, A. *Proyecto de norma para tirafusibles tipo expulsión de medio voltaje*. Tesis (Título de Ingeniero Eléctrico). Quito: Escuela Politécnica Nacional, 2004. 229 pp. [fecha de consulta: 08 junio 2023]. Disponible en: <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/6516/1/T2325.pdf>
31. MAYTA, C. *Protección del sistema eléctrico de distribución y su efecto en la calidad de producto del servicio de energía en el alimentador A4502 de la unidad del Valle del Mantaro* [en línea]. Tesis (Título de Ingeniero Electricista). Huancayo: Universidad Continental, 2019. 129 pp. [fecha de consulta: 08 junio 2023]. Disponible en: <https://repositorio.continental.edu.pe/handle/20.500.12394/7119>
32. ARCE, E. *Estudio de Coordinación de protecciones en alta y media tensión en la subestación Machala propiedad de la Corporación Nacional de Electricidad S.A. - Regional El Oro*. Tesis (Título profesional de Ingeniero Eléctrico). Ecuador: Universidad Politécnica Salesiana, 2010. 20 pp. [fecha de consulta: 10 de febrero de 2023]. Disponible en: <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/309>

33. GERS, J.; HOLMES, E. *Protection of electricity distribution networks* [en línea]. 3.a ed. Londres: Institution of Engineering and Technology, 2011 [fecha de consulta: 11 de febrero de 2023]. ISBN: 978-1-84919-224-8. Disponible en:
<https://vdoc.pub/download/protection-of-electricity-distribution-networks-4ek193kgr850>
34. Comisión Federal de Electricidad (CFE). *Coordinación de protecciones*. [en línea]. Celaya: Centro de Capacitación Celaya, 2005 [fecha de consulta: 16 de febrero de 2023]. Disponible en:
https://www.academia.edu/29337074/T%C3%A9cnico_en_Protecciones_El%C3%A9ctricas_M%C3%B3dulo_4_Coordinaci%C3%B2n_de_Protecciones
35. General Electric (GE). *Manual de instrucción relé Multilim 369*. [en línea] 2015. [fecha de consulta: 1 de febrero de 2023]. Disponible en:
<https://www.gegridsolutions.com/app/viewfiles.aspx?prod=369&type=3>.
36. _____. *Manual de instrucción relé Multilim 745*. [en línea] 2018. [fecha de consulta: 1 de febrero de 2023]. Disponible en:
<https://www.gegridsolutions.com/app/DownloadFile.aspx?prod=745&type=3&file=16>
37. _____. *Manual de instrucción relé Multilim 750*. [en línea] 2016. [fecha de consulta: 1 de febrero de 2023]. Disponible en:
<https://www.gegridsolutions.com/app/DownloadFile.aspx?prod=750&type=3&file=1>
38. HERNÁNDEZ, J.; LOBOA, R. *Elaboración de una guía práctica que facilite el uso del software Etap aplicándolo al Stn*. Proyecto de grado (Título de Ingeniero Electricista). Colombia: Universidad de la Salle, 2002. 203 pp. [fecha de consulta: 2 de febrero de 2023]. Disponible en: https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica/426/
39. Tecsup. *Manual de Operaciones: Chancado y Carga de Camiones*. Lima: Tecsup, 2014. 37 pp.
40. CHAPMAN, S. *Máquinas Eléctricas*. [en línea]. 5ta Ed. México: McGraw-Hill, 2012. [fecha de consulta: 11 de febrero de 2023]. ISBN: 978-607-15-0724-2. Disponible en:
https://instipp.edu.ec/Libreria/libro/266539159-Maquinas-electricas-Chapman-5ta-edicion-pdf_compressed.pdf
41. PEREZ, S.; LÓPEZ, J. *Transformadores eléctricos*. [en línea]. Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira, 2018. [fecha de consulta el: 01 de febrero de 2023]. ISBN:978-958-722-302-6. Disponible en:
<https://repositorio.utp.edu.co/server/api/core/bitstreams/3543f8f6-867d-4e8d-bb72-9aa1ddf9f1db/content>
42. MARDEGAN, C. *Proteção e seletividade- Proteção dos transformadores Parte I*. [en línea] Brazil: Revista O Setor elétrico, 2010. [fecha de consulta: 2 de febrero de 2023]. Disponible en:

- https://www.osetoreletrico.com.br/wp-content/uploads/2010/10/ed56_fasc_protecao_capIX.pdf
43. WEG. *Guía de Especificación de motores eléctricos*. [en línea]. Jaraguá do Sul: Weg Motors, 2023. [fecha de consulta: 6 de febrero de 2023]. Disponible en: <https://static2.weg.net/medias/downloadcenter/hf9/hcf/WEG-WMO-motores-electricos-guia-de-Especificacion-50039910-brochure-spanish-web.pdf>
 44. Motorex. *Motor trifásico asíncrono: partes principales y ventajas*. [en línea] 2020. [fecha de consulta: 6 de febrero de 2023]. Disponible en: <https://www.motorex.com.pe/blog/motor-trifasico-asincrono-partes-principales-y-ventajas/>
 45. MARDEGAN, C. *Proteção e seletividade- Proteção de motores, Capítulo VIII*. [en línea] Brazil: Revista O Setor elétrico, 2010 [fecha de consulta: 2 de febrero de 2023]. Disponible en: https://www.osetoreletrico.com.br/wp-content/uploads/2010/09/Ed55_fasc_protecao_capVIII.pdf
 46. General Electric (GE). *Multilim. Motor Protection Seminar*. s.l.: GE Consumer & Industrial, 2005. 175 pp.
 47. MARDEGAN, C. *Proteção e seletividade- Proteção de cabos, Capítulo XII*. [en línea] Brazil: Revista O Setor elétrico, 2010 [fecha de consulta: 2 de febrero de 2023]. Disponible en: https://www.osetoreletrico.com.br/wp-content/uploads/2011/01/ed59_fasc_protecao_capXII.pdf
 48. Integral de Conexión y Montajes (ICM). *El cable eléctrico, definición y composición*. 2016. [fecha de consulta: 8 de febrero de 2023]. Disponible en: <https://www.icmesp.com/cable-electrico-definicion-composicion-2/>
 49. Industrias GSL. *Cable eléctrico*. 2021. [fecha de consulta: 8 de febrero de 2023]. Disponible en: <https://industriagsl.com/blogs/automatizacion/cable-electrico>
 50. ABB. *Manual técnico de instalaciones eléctricas, aparatos de protección y maniobra*. [en línea]. Bergamo: ABB SACE, 2007 [fecha de consulta: 2 de febrero de 2023]. Disponible en: <https://library.e.abb.com/public/79e9d70830db5707c125791f0038dfff/Manual%20tecnico%20de%20instalaciones%20electricas.pdf>
 51. ALAN, D.; CORTEZ, L. *Procesos y Fundamentos de la Investigación Científica*. [en línea]. Machala: Universidad Técnica de Machala, 2018. [fecha de consulta: 25 de junio de 2023]. ISBN:978-9942-24-0934. Disponible en: <http://repositorio.utmachala.edu.ec/handle/48000/12498>

52. ESTEBAN, N. *Tipos de investigación*. [en línea]. Repositorio institucional USGD. [en línea]. 2018 [fecha de consulta: 10 de enero de 2023]. Disponible en:
https://core.ac.uk/display/250080756?utm_source=pdf&utm_medium=banner&utm_campaign=pdf-decoration-v1
53. HERNÁNDEZ, R.; FERNÁNDEZ, C.; BAPTISTA, P. *Metodología de la investigación*. [en línea]. México: McGraw Hill, 2014. [fecha de consulta: 25 de junio de 2023]. ISBN: 978-1-4562-2396-0. Disponible en:
<https://www.esup.edu.pe/wp-content/uploads/2020/12/2.%20Hernandez,%20Fernandez%20y%20Baptista-Metodolog%C3%ADa%20Investigacion%20Cientifica%206ta%20ed.pdf>
54. MARDEGAN, C. *Proteção de falta à terra, Capítulo VII*. [en línea] Brazil: Revista O Setor elétrico, 2010 [fecha de consulta: 22 de marzo de 2023]. Disponible en:
https://www.osetoreletrico.com.br/wpcontent/uploads/2010/08/Ed54_fasc_protecao_seletividade_capVII.pdf

ANEXOS

Anexo 1

Configuraciones actuales de relés de protección

Protecciones Chancado Primario

Ajustes de protecciones de alimentador y transformador principal 3MVA

Relé 1 CH – protección principal chancado, 4.16 kV

Unidad de protección	Ajuste de corriente	Curva	Dial de tiempo/Delay time(s)
<i>Sobrecorriente temporizada de fase (51P-1)</i>	$0.49 \times CT (1200) = 588A$	<i>Extremely inverse ANSI (EI)</i>	15
<i>Sobrecorriente temporizada de fase (51P-2)</i>	$0.56 \times CT (1200) = 672A$	<i>Extremely inverse ANSI (EI)</i>	16
<i>Protección instantánea (50)</i>	-	-	-

Ajustes de protecciones de tierra R1G-T09(3MVA)

Relé Startco Engineering R1G T09, 4.16kV

Unidad de protección	Ajuste de corriente	Curva	Time dial
<i>Instantáneo de fase (51N)</i>	$20 \times \%CT(50) = 10A$	<i>Definitive Time</i>	0.5

Ajustes de protección de alimentador a circuito de chancado primario

Relé multilim 750 – relé Alim CH primario, 4.16 kV

Unidad de protección	Ajuste de corriente	Curva	Dial de tiempo/Delay time(s)
<i>Sobrecorriente temporizada de fase (51P-1)</i>	$0.6 \times CT (400) = 240A$	<i>Extremely inverse ANSI (EI)</i>	6
<i>Sobrecorriente temporizada de fase (51P-2)</i>	$0.9 \times CT (400) = 360A$	<i>Extremely inverse ANSI (EI)</i>	10
<i>Sobrecorriente instantánea de fase (50P)</i>	-	-	-
<i>Sobrecorriente temporizada de tierra (51 g)</i>	-	-	-
<i>Sobrecorriente instantánea de tierra (50 g)</i>	$0.05 \times CT (50) = 2.5A$	-	0.1s

Ajustes de protecciones de motor de Chancadora giratoria

Relé Multilim 369 – Protección motor CH. giratoria, 4.16 kV

Unidad de protección	Ajuste de corriente	Curva	Curve multiplier
<i>Protección térmica o sobrecarga (49)</i>	$1.15x FLA(85.9)=98.79A$	<i>Standard overload curve</i>	2
<i>Protección instantánea (50)</i>	$8x CT (150)=1200A$	-	0.06 s
<i>Protección rotor bloqueado (51LR)- JAM</i>	$2 X FLA(85.9)= 171.8A$	-	10 s
<i>Protección desequilibrio de corriente (46)</i>	$20 \% x I_{NM} (85.9)= 17.18A$	-	2 s
<i>Protección de tierra(50 g)</i>	$0.2x CT (50)=10A$	-	0.3 s
<i>Protección de stator RTD (49 s)</i>	<i>RTD trip : 150°C</i>	-	-

Ajustes de protecciones de transformador T12

Relé Multilim 750 – Protección transformador T12 de 750 kVA (MCC 121), 4.16 kV

Unidad de protección	Ajuste de corriente	Curva	Dial de tiempo/Delay time(s)
Sobrecorriente temporizada de fase (51P)	$1.04x CT (150)=156A$	<i>Extremely inverse ANSI (EI)</i>	10
Sobrecorriente instantánea de fase (50P)	$11x CT (150)=1650A$	-	0.15 s
Sobrecorriente temporizada de tierra (51 g)	$0.15x CT (50)=7.5A$	<i>Definitive Time</i>	1.7
Protección de tierra(50 g)	$0.2x CT (50)=10A$	-	0.1 s

Ajustes de protecciones de tierra R3G-T12(750kVA)

Relé Startco Engineering R3G-T12, 0.48kV

Unidad de protección	Ajuste de corriente	Curva	Time dial
<i>Instantáneo de fase (51N)</i>	$6x \%CT(50)=3A$	<i>Definitive Time</i>	0.2

Ajustes de protecciones motor de faja 1

Relé multilim 369 – protección motor faja 1, 4.16 kV

Unidad de protección	Ajuste de corriente	Curva	Curve multiplier
<i>Protección térmica o sobrecarga (49)</i>	$1.15x FLA(32.8)= 37.72$	<i>STANDARD OVERLOAD CURVE</i>	4
<i>Protección instantánea (50)</i>	$8x CT (100)= 800 A$	-	0.1 s
<i>Protección rotor bloqueado (51LR)- JAM</i>	$5 X FLA(32.8)=164A$	-	1 s
<i>Protección desequilibrio de corriente (46)</i>	$25 \% x I_{NM} (32.8)= 8.2A$	-	5 s
<i>Protección de tierra(50 g)</i>	$0.2x CT (50)=10A$	-	0.3 s
<i>Protección de stator RTD (49 s)</i>	<i>RTD trip : 140°C</i>	-	-

Protecciones Chancado Secundario

Ajustes de protecciones motor de faja transportadora 2

<i>Relé multilim 369 – protección motor faja 2, 4.16 kV</i>			
<i>Unidad de protección</i>	<i>Ajuste de corriente</i>	<i>Curva</i>	<i>Curve multiplier</i>
<i>Protección térmica o sobrecarga (49)</i>	$1.15x FLA(102.7)=118.105A$	<i>Standard overload curve</i>	3
<i>Protección instantánea (50)</i>	$10x CT (150)=1500A$	-	0.1 s
<i>Protección rotor bloqueado (51LR)- JAM</i>	$5 X FLA(102.7)=513.5.4A$	-	1 s
<i>Protección desequilibrio de corriente (46)</i>	$20 \% x I_{NM}(102.7)= 20.54A$	-	2 s
<i>Protección de tierra(50 g)</i>	$0.2x CT (50)=10A$	-	0.3 s
<i>Protección de stator RTD (49 s)</i>	<i>RTD trip : 150°C</i>	-	-

Ajustes de protecciones motor de faja transportadora 5

<i>Relé multilim 369 – Protección motor faja 5, 4.16 kV</i>			
<i>Unidad de protección</i>	<i>Ajuste de corriente</i>	<i>Curva</i>	<i>Curve multiplier</i>
<i>Protección térmica o sobrecarga (49)</i>	$1.12x FLA(76.2)=87.34A$	<i>Standard overload curve</i>	3
<i>Protección instantánea (50)</i>	$10x CT (150)= 1500 A$	-	0.1 s
<i>Protección rotor bloqueado (51LR)- JAM</i>	$2 X FLA(76.2)=152.4A$	-	2 s
<i>Protección desequilibrio de corriente (46)</i>	$20 \% x I_{NM}(76.2)= 15.24A$	-	2 s
<i>Protección de tierra(50 g)</i>	$0.2x CT (50)=10A$	-	0.3 s
<i>Protección de stator RTD (49 s)</i>	<i>RTD trip : 140°C</i>	-	-

Ajustes de protecciones motor de chancadora cónica 1

<i>Relé multilim 369 – protección motor CH. cónica 1, 4.16 kV</i>			
<i>Unidad de protección</i>	<i>Ajuste de corriente</i>	<i>Curva</i>	<i>Curve multiplier</i>
<i>Protección térmica o sobrecarga (49)</i>	$1.15x FLA(108.7)=125.01A$	<i>Standard overload curve</i>	3
<i>Protección instantánea (50)</i>	$10x CT (150)=1500A$	-	0.1 s
<i>Protección rotor bloqueado (51LR)- JAM</i>	$2 X FLA(108.7)=217.4A$	-	5 s
<i>Protección desequilibrio de corriente (46)</i>	$20 \% x I_{NM}(108.7)= 21.74A$	-	2 s
<i>Protección de tierra(50 g)</i>	$0.2x CT (50)=10A$	-	0.3 s
<i>Protección de stator RTD (49 s)</i>	<i>RTD trip : 150°C</i>	-	-

Ajustes de protecciones motor de chancadora cónica 2**Relé Multilim 369 – protección motor Ch. cónica 2, 4.16 kV**

<i>Unidad de protección</i>	<i>Ajuste de corriente</i>	<i>Curva</i>	<i>Curve multiplier</i>
<i>Protección térmica o sobrecarga (49)</i>	1.12x FLA(108.7)=121.74A	Standard overload curve	4
<i>Protección instantánea (50)</i>	10x CT (150)=1500A	-	0.1 s
<i>Protección rotor bloqueado (SILR)- JAM</i>	2 X FLA(108.7)=217.4A	-	5 s
<i>Protección desequilibrio de corriente (46)</i>	20 % x I _{NM} (108.7)= 21.74A	-	2 s
<i>Protección de tierra (50 g)</i>	0.2x CT (50)=10A	-	0.3 s
<i>Protección de stator RTD (49 s)</i>	RTD trip: 150°C	-	-

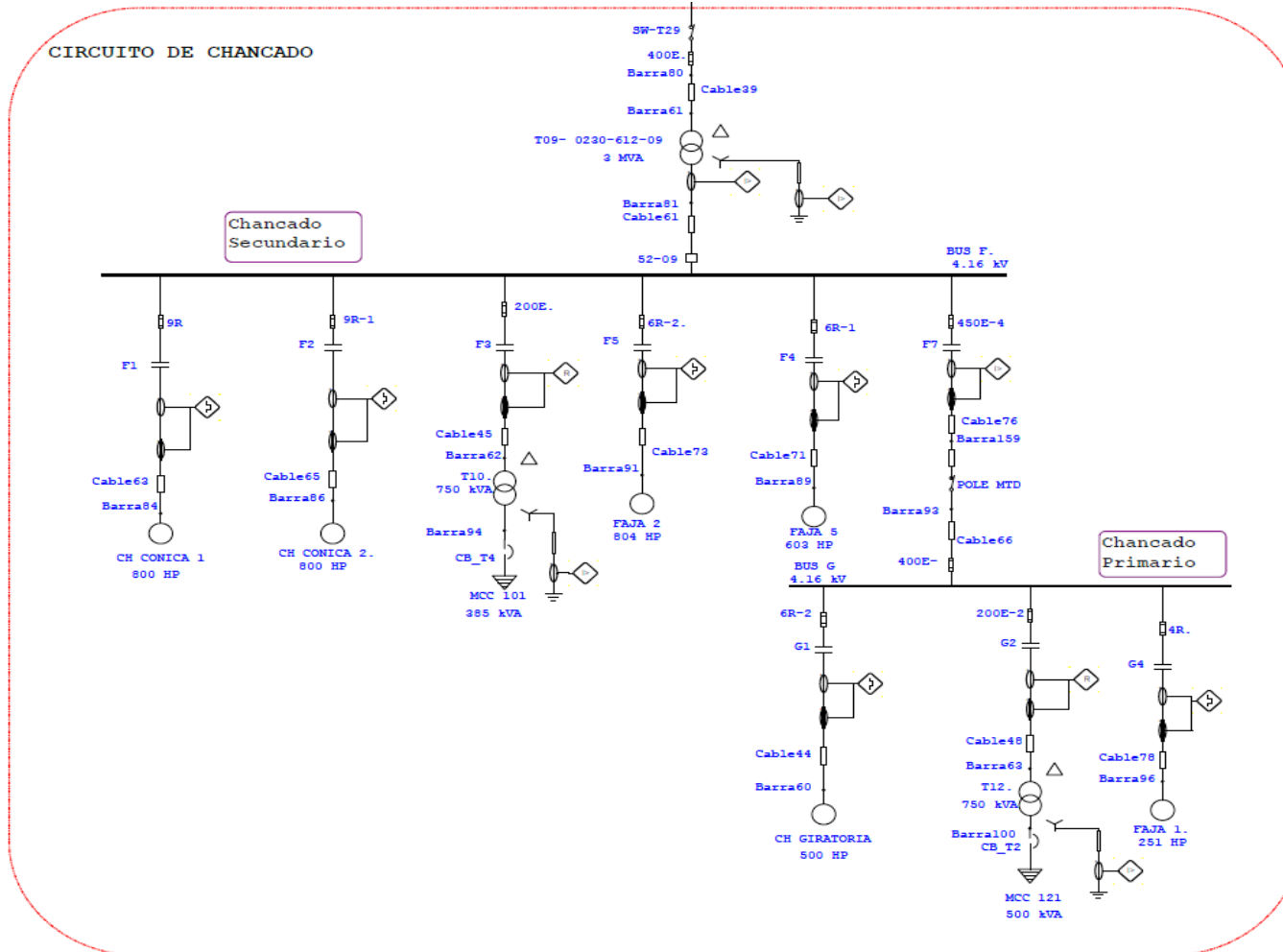
Ajustes de protecciones de transformador T10**Relé multilim 745 – protección transformador T10 de 750 kVA (MCC 101), 4.16 kV**

<i>Unidad de protección</i>	<i>Ajuste de corriente</i>	<i>Curva</i>	<i>Dial de tiempo/Delay time(s)</i>
<i>Sobrecorriente temporizada de fase (I> 51P)</i>	1.04x CT (150)=156A	Extremely inverse ANSI (EI)	12
<i>Sobrecorriente instantánea de fase (I>>50P)</i>	10.7x CT (150)=1605A	-	0.1 s
<i>Sobrecorriente temporizada de tierra (I₀> 51 g)</i>	0.15x CT (50)=7.5A	Definitive Time	1.7
<i>Sobrecorriente instantánea de tierra (I₀>> 50 g)</i>	0.2x CT (50)=10A	-	0.1

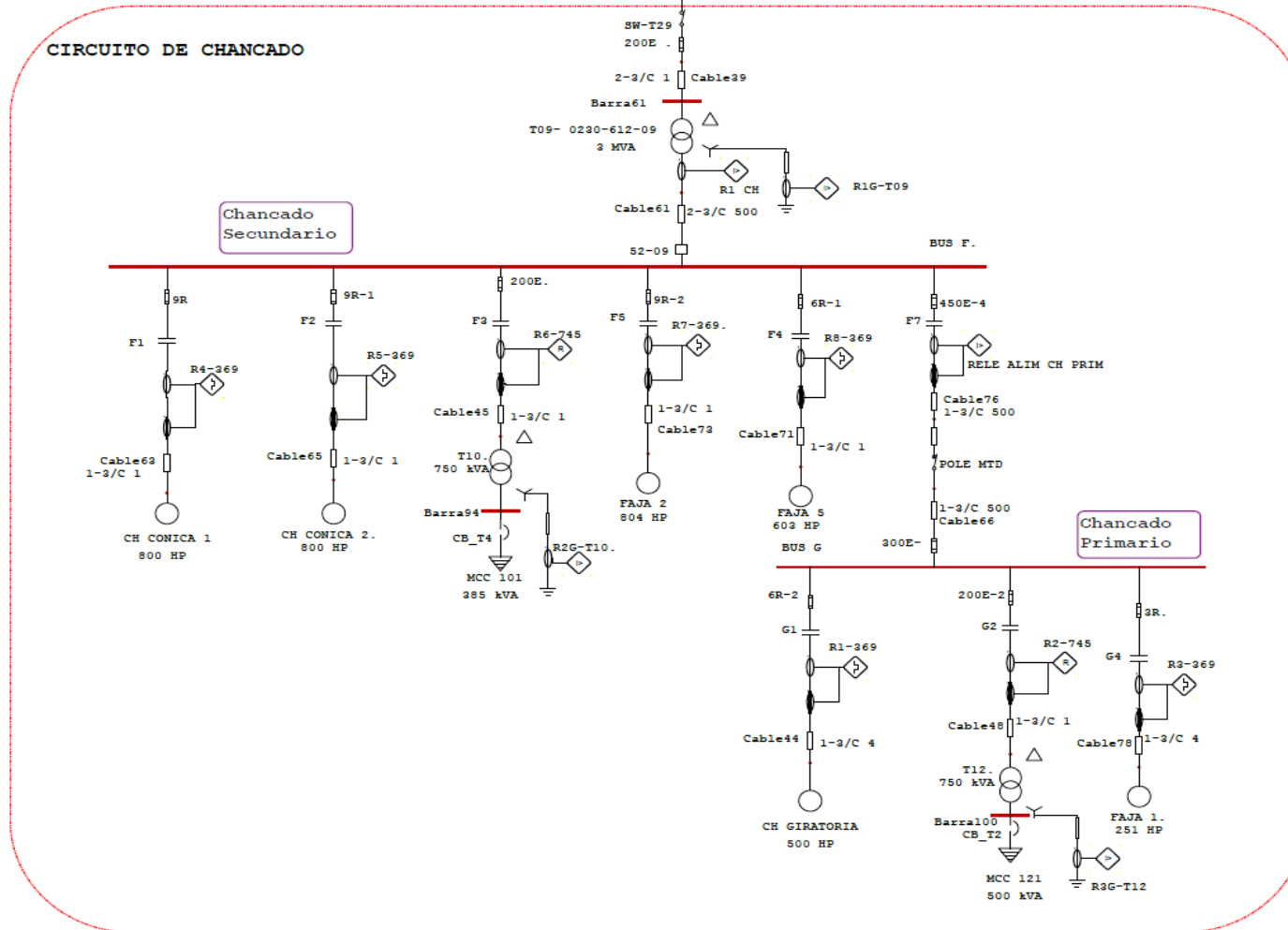
Ajustes de protecciones de tierra R2G-T10 (750kVA)**Relé Startco Engineering R2G-T10, 0.48 kV**

<i>Unidad de protección</i>	<i>Ajuste de corriente</i>	<i>Curva</i>	<i>Time dial</i>
Instantáneo de fase (I₀>>)	15x% CT (50) = 7.5A	Definitive Time	0.5

Anexo 2 Diagrama unifilar actual

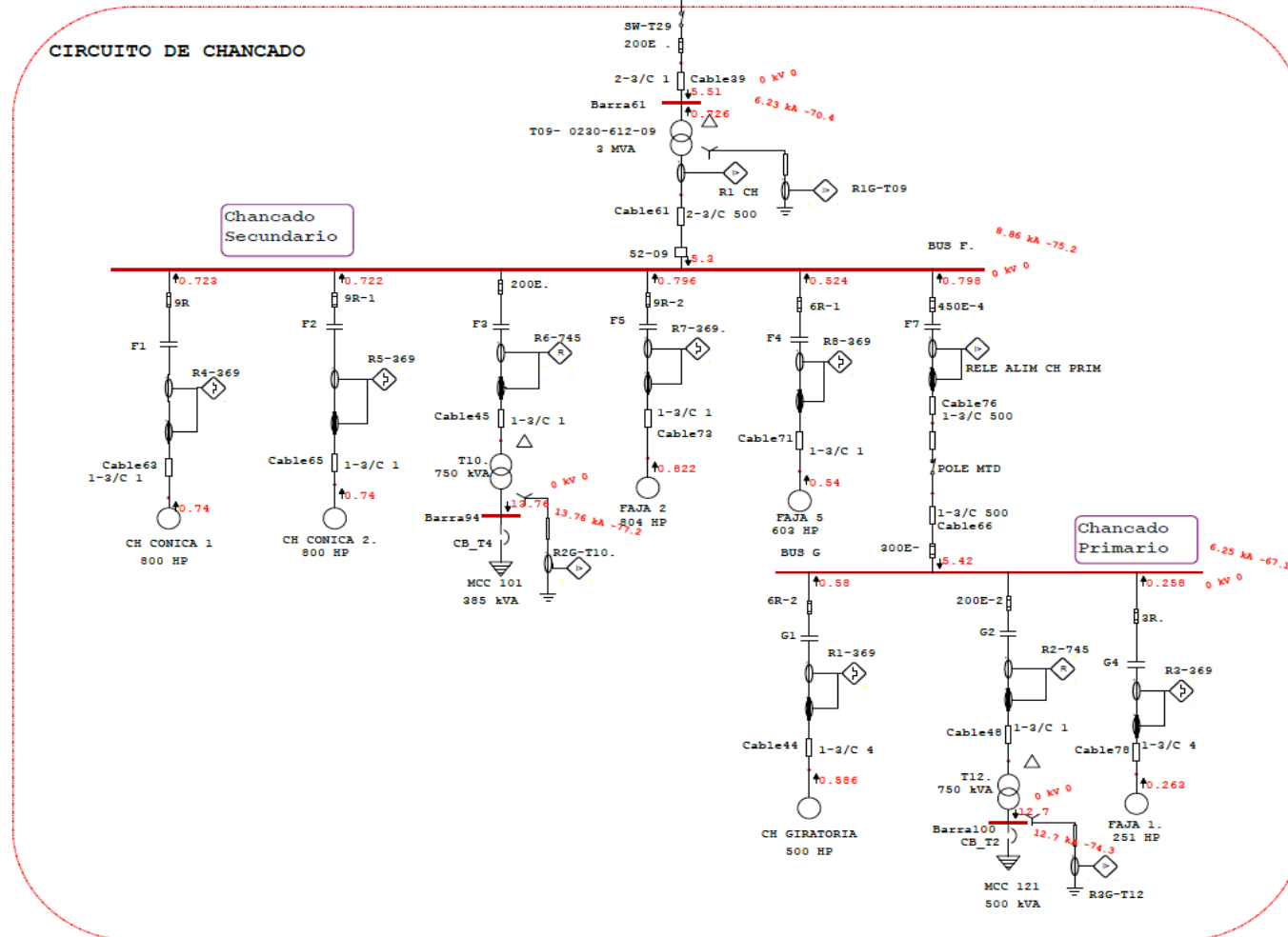


Anexo 3 Diagrama unifilar propuesto



Anexo 4

Simulación de cortocircito trifásico



Anexo 5

Simulación de cortocircito monofásico a tierra

