



UNIVERSIDAD DE QUINTANA ROO

División de Ciencias e Ingeniería

CÁLCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL CIRCUITO XUL-5230 FRANCISCO VILLA

TESIS

Para obtener el Grado de:

INGENIERO EN SISTEMAS DE ENERGÍA

Presenta:

LUIS RENÉ SANTOS GONZÁLEZ

Director de Tesis:

M.C. EMMANUEL TORRES MONTALVO

Chetumal, Quintana Roo; Enero de 2011



UNIVERSIDAD DE QUINTANA ROO
División de Ciencias e Ingeniería

Trabajo de tesis elaborado bajo la supervisión del Comité de Asesoría y aprobada como requisito parcial, para obtener el grado de:

INGENIERO EN SISTEMAS DE ENERGÍA

COMITÉ:

Director: M.C. EMMANUEL TORRES MONTALVO _____

Asesor: M.E.S. ROBERTO ACOSTA OLEA _____

Asesor: M.C. JAVIER VÁZQUEZ CASTILLO _____



Contenido

Dedicatoria	I
Resumen	III
Índice de figuras	IV
Índice de tablas	XIII
Índice de apéndices	XIV
Índice de anexos	XIV
Nomenclatura	XV

CAPITULO 1

INTRODUCCIÓN	1
JUSTIFICACIÓN	3
OBJETIVOS.	4

CAPITULO 2

CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

2.1 DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	5
2.1.1 CONCEPTOS BÁSICOS.....	5
2.1.2 TENSIONES NOMINALES EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	7
2.1.3 ARREGLOS PARA UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.	8
2.2 NATURALEZA DE LAS FALLAS.....	9
2.2.1 LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN, LA NATURALEZA DE SUS FALLAS Y LA DEFINICIÓN DE SU SISTEMA DE PROTECCIÓN.	12
2.3 ZONAS DE PROTECCIÓN.	14
2.4 CARACTERÍSTICAS FUNCIONALES DE LA PROTECCIÓN.	17
2.4.1 CONFIABILIDAD.....	17
2.4.2 RAPIDEZ.....	18
2.4.3 ECONOMÍA.	18
2.4.4 SIMPLICIDAD.	19
2.4.5 SELECTIVIDAD.....	19



CAPITULO 3

EQUIPO DE PROTECCIÓN PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN AÉREOS

3.1 FUSIBLES.....	19
3.1.2 CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN.....	21
3.1.3 TIPOS DE FUSIBLES.....	21
3.2 RESTAURADORES.....	22
3.2.1 CONSTRUCCIÓN.....	22
3.2.2 PRINCIPIO DE OPERACIÓN.....	23
3.2.3 TIPOS DE RESTAURADORES.....	24
3.3 SECCIONALIZADORES.....	24
3.3.1 PRINCIPIO DE OPERACIÓN.....	26
3.4 RELEVADORES.....	27
3.4.1 TIPOS Y CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN DE RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE.....	28

CAPITULO 4

HERRAMIENTAS PARA EL ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

4.1 RECOPIACIÓN DE DATOS.....	31
4.1.1 TIPOS DE CANTIDADES.....	31
4.1.2 FUENTES DE DATOS.....	31
4.1.3 DATOS NECESARIOS PARA LOS CÁLCULOS Y ESTUDIOS REQUERIDOS EN LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.....	32
4.2 MODELADO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.....	33
4.2.1 REPRESENTACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.....	33
4.2.2 COMPONENTES SIMÉTRICAS.....	35
4.2.3 MÉTODO POR UNIDAD.....	39
4.2.4 MODELOS DE COMPONENTES DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.....	40
4.2.4.1 TRANSFORMADORES.....	40
4.2.4.2 LÍNEAS AÉREAS.....	41
4.2.4.2.1 IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA DE LÍNEAS AÉREAS.....	42



4.2.3.2.2 IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO PARA LÍNEAS AÉREAS. ...	43
4.2.5 REPRESENTACIÓN EN P.U.	45
4.3 ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO.	46
4.3.1 TEORÍA BÁSICA.	46
4.3.2 DATOS REQUERIDOS PARA EL ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO. ...	49
4.3.3 CONSIDERACIONES PARA LOS DISTINTOS TIPOS DE FALLA.	53

CAPITULO 5

CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

5.1 CRITERIOS DE APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN REDES DE DISTRIBUCIÓN.	55
5.2 DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN CONTRA FALLAS PERMANENTES. ...	55
5.3 DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN CONTRA FALLAS TRANSITORIAS. ...	56
5.4 PROTECCIÓN CONTRA FALLAS PERMANENTES Y TRANSITORIAS EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN.	57
5.5 ARREGLOS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.	58
5.6 CRITERIO DE COORDINACIÓN RELEVADOR-RELEVADOR.	60
5.7 CRITERIO DE COORDINACIÓN RELEVADOR-RESTAURADOR.	61
5.8 CRITERIO DE COORDINACIÓN RELEVADOR-FUSIBLE.	63
5.9 CRITERIO DE COORDINACIÓN RESTAURADOR-RESTAURADOR.	68
5.10 CRITERIO DE COORDINACIÓN DE RESTAURADORES ELECTRÓNICOS.	69
5.11 CRITERIO DE COORDINACIÓN RESTAURADOR-FUSIBLE.	70
5.11.1 SECUENCIA 2A-2B.	72
5.11.2 SECUENCIAS 1A-3B Y 1A-2B.	72
5.11.3 SECUENCIAS 3A-1B, 2A-1B Y 1A-1B.	73
5.11.4 SECUENCIAS 4A, 3A Y 2A.	73
5.11.5 SECUENCIAS 4B, 3B Y 2B.	73
5.12 CRITERIO DE COORDINACIÓN FUSIBLE-RELEVADOR.	74
5.13 CRITERIO DE COORDINACIÓN FUSIBLE-RESTAURADOR.	76
5.14 CRITERIO DE COORDINACIÓN FUSIBLE-FUSIBLE.	78



CAPITULO 6
SISTEMA PROPUESTO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL
CIRCUITO XUL-5230

6.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.....	81
6.2 ACTUALIZACIÓN DEL DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA Y BÚSQUEDA DE INFORMACIÓN.....	81
6.3 CONSIDERACIONES HECHAS PARA EL CÁLCULO DE LOS NIVELES DE CORTOCIRCUITO.....	82
6.4 CÁLCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO.....	83
6.5 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN PARA ALIMENTADORES PRIMARIOS.....	84
6.6 SELECCIÓN DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN PARA BANCO DE TRANSFORMADORES DE LA SUBESTACIÓN XUL-HA.....	87
CONCLUSIONES.....	111
BIBLIOGRAFÍA	113



DEDICATORIA

Gracias a **Dios** por permitirme llegar hasta este momento tan importante y lograr otra meta más en mi vida. Estoy muy agradecido por la familia que me dio y por las bendiciones recibidas a lo largo de la misma.

A mis padres y familia, quiénes me dieron un gran apoyo y estuvieron a mi lado en todo momento. Gracias por guiarme sobre el camino de la educación a mi padre **Lic. Héctor René Santos Santiago**, mi madre **Lic. Guadalupe González López**, a mis hermanos **Lic. Elvia Gracia Santos González** y **Rodrigo Santos González**, y a mi madrina **Amelia Gutiérrez Ramos**. Por el cariño, comprensión y apoyo sin condiciones ni medida.

Gracias a mis abuelitas **Martha y Luisa** por encomendarme siempre con **Dios** para que saliera adelante. Yo se que sus oraciones fueron escuchadas. A mis tíos **Bernardina, Olegario, Silvia y Laura** por su cariño y apoyo incondicional. A mis primos **Erick y Édgar** que son como otros hermanos para mí. Muchas gracias.

Un especial agradecimiento al **M.C. Emmanuel Torres Montalvo**, ya que por su extraordinaria colaboración, paciencia y amistad fue posible el desarrollo de este trabajo. Muchas gracias.

Al **M.E.S. Roberto Acosta Olea** y **M.C. Javier Vázquez Castillo** por su apoyo como tutores académicos y por la valiosa orientación en la metodología y estructuración en este trabajo.

A la **Universidad de Quintana Roo** por el apoyo para la impresión del presente trabajo de tesis. Y por haber sido la institución que me formó como persona y profesionalista.



Al Ing. Octavio, Jefe del Dpto. de Protecciones de CFE área Chetumal, por su enseñanza y asesoría en Sistemas de Potencia.

A mis maestros e instructores de toda la carrera. Muchas gracias.

A mis compañeros y amigos de la preparatoria que estuvieron y que compartimos tantas aventuras, experiencias, desveladas y triunfos en el futbol (aunque hayan sido pocos). Gracias a cada uno por seguir brindándome su amistad a pesar del paso de los años.

A mis compañeros de la carrera Justino Nicolás Díaz Cambranes, Marcial Sánchez Alamilla y Amán Rodríguez Angulo. Que vivimos tantas experiencias y formamos lazos de amistad inquebrantables. Gracias.

A todos los que alguna vez me apoyaron y aconsejaron les doy las gracias, aunque no veas tu nombre escrito aquí, está escrito en mi memoria.



RESUMEN

Este trabajo de tesis tiene como finalidad proporcionar los elementos fundamentales de información, como apoyo en la metodología para realizar estudios de coordinación y selección de ajustes de protecciones en un sistema de distribución aéreo.

Se incluye en su parte inicial los conceptos fundamentales de los sistemas de distribución desde el punto de vista de sus requerimientos de protección. A continuación se describen algunas de las herramientas teóricas auxiliares empleadas para los estudios de corto circuito, basándose en documentación existente de diferentes autores e instituciones que han desarrollado este tema. Posteriormente se describen las características de los equipos de protección contra sobrecorriente.

En la parte medular del documento, se establecen los criterios específicos de aplicación y coordinación de los dispositivos de protección del circuito Xul-5230 Francisco Villa, en la subestación de Xul-ha. Posteriormente, se describen conclusiones y recomendaciones en base a los resultados obtenidos.

Al final del documento se ha incluido una sección de apéndices donde se integran guías e instructivos para una mejor comprensión y aplicación de los diversos temas tratados en el presente trabajo.

También se anexa una relación bibliográfica, con el detalle de los documentos técnicos utilizados y/o consultados para la conformación del procedimiento, para que en caso necesario pueda acudir a las fuentes origen de la información.



ÍNDICE DE FIGURAS

CAPITULO 2

Figura 2.1. Esquema de un sistema de distribución.....	6
Figura 2.2. Sistema radial.....	8
Figura 2.3. Sistema anillo.....	9
Figura 2.4. Sistema mallado.....	9
Figura 2.5. Estadística promedio de éxito para intentos consecutivos de restablecimiento.	13
Figura 2.6. Zonas de protección de un sistema de distribución.....	15
Figura 2.7. Límites de actuación de las zonas de protección.....	16

CAPITULO 3

Figura 3.1. Elementos de un cortacircuito fusible.....	20
Figura 3.2. Partes de un restaurador monofásico.	23
Figura 3.3. Mecanismo hidráulico de un seccionalizador.	27
Figura 3.4. Seccionalizador monofásico tipo electrónico.....	27
Figura 3.5. Relevador electromecánico.....	29

CAPITULO 4

Figura 4.1. Diagrama trifásico.	34
Figura 4.2. Circuito monofásico equivalente.	34
Figura 4.3. Diagrama Unifilar.....	34
Figura 4.4. Componentes Simétricas.	36
Figura 4.5. Diagramas de secuencia positiva y negativa.	38



Figura 4.6. Redes de secuencia cero para conexiones estrella (Y).	38
Figura 4.7. Circuito equivalente del sistema en condiciones normales.	46
Figura 4.8. Circuito equivalente del sistema al ocurrir una falla.	47
Figura 4.9. Gráfica de la corriente de corto circuito.	47
Figura 4.10. Voltajes y corrientes en el punto de falla trifásica.	50
Figura 4.11. Voltajes y corrientes en el punto de falla de fase a tierra a través de resistencia.	51
Figura 4.12. Interconexión de las redes de secuencia para distintos tipos de falla.	53

CAPITULO 5

Figura 5.1. Criterio de coordinación Relevador- Relevador.	60
Figura 5.2. Criterio de coordinación Relevador- Restaurador.	63
Figura 5.3. Criterio de coordinación Relevador- Fusible.	64
Figura 5.4. Criterio de coordinación relevador-fusible con ajuste selectivo de sobre-alcance en la unidad instantánea del relevador.	65
Figura 5.5. Criterio de coordinación relevador-fusible con ajuste de alcance recortado en la unidad instantánea del relevador.	66
Figura 5.6. Criterio de coordinación relevador-fusible con unidad instantánea del relevador bloqueada.	67
Figura 5.7. Criterio de coordinación restaurador-restaurador.	69
Figura 5.8. Criterio de coordinación restaurador-fusible.	71
Figura 5.9. Criterio de coordinación fusible-relevador.	75
Figura 5.10. Criterio de coordinación fusible-restaurador.	77
Figura 5.11. Criterio de coordinación fusible-fusible.	80

CAPITULO 6

Figura 6.1. Respuesta de los equipos de protección ante una falla trifásica en el bus de B.T. de la subestación.....	89
Figura 6.2. Respuesta de los equipos de protección ante una falla trifásica a la altura del interruptor de potencia del circuito.....	91
Figura 6.3. Respuesta de los equipos de protección ante una falla trifásica a una distancia aproximada del 10% de la longitud total del circuito a partir de la subestación.	94
Figura 6.4. Respuesta de los equipos de protección ante una falla trifásica a una distancia aproximada del 20% de la longitud total del circuito a partir de la subestación.	96
Figura 6.5. Respuesta de los equipos de protección ante una falla trifásica a una distancia aproximada del 30% de la longitud total del circuito a partir de la subestación.	97
Figura 6.6. Respuesta de los equipos de protección ante una falla trifásica a una distancia aproximada del 40% de la longitud total del circuito a partir de la subestación.	98
Figura 6.7. Respuesta de los equipos de protección ante una falla trifásica a una distancia aproximada del 50% de la longitud total del circuito a partir de la subestación.	99
Figura 6.8. Respuesta de los equipos de protección ante una falla trifásica a una distancia aproximada del 60% de la longitud total del circuito a partir de la subestación.	100
Figura 6.9. Respuesta de los equipos de protección ante una falla trifásica en el bus de B.T. de la subestación con un transformador de unidad desconectado. .	104
Figura 6.10. Respuesta de los equipos de protección ante una falla trifásica a la altura del interruptor de potencia del circuito con un transformador de unidad desconectado.....	105



Figura 6.11. Respuesta de los equipos de protección ante una falla trifásica a una distancia aproximada del 10% de la longitud total del circuito a partir de la subestación con un transformador de unidad desconectado. 106

Figura 6.12. Respuesta de los equipos de protección ante una falla trifásica a una distancia aproximada del 20% de la longitud total del circuito a partir de la subestación con un transformador de unidad desconectado. 107

Figura 6.13. Respuesta de los equipos de protección ante una falla trifásica a una distancia aproximada del 30% de la longitud total del circuito a partir de la subestación con un transformador de unidad desconectado. 108

Figura 6.14. Respuesta de los equipos de protección ante una falla trifásica a una distancia aproximada del 40% de la longitud total del circuito a partir de la subestación con un transformador de unidad desconectado. 109

Figura 6.15. Respuesta de los equipos de protección ante una falla trifásica a una distancia aproximada del 50% de la longitud total del circuito a partir de la subestación con un transformador de unidad desconectado. 110

ANEXOS

Figura 1. Elaboración de diagrama unifilar en programa de computadora (ASPEN).
..... 130

Figura 2. Gráficas de operación de los equipos de protección seleccionados. ... 131

Figura 3. Simulación de falla trifásica en bus de baja de la subestación..... 132

Figura 4. Simulación de falla monofásica en bus de baja de la subestación..... 133

Figura 5. Simulación de falla trifásica a la altura del interruptor de potencia del circuito de distribución XUL-5230..... 134

Figura 6. Simulación de falla monofásica a la altura del interruptor de potencia del circuito de distribución XUL-5230..... 135



Figura 7. Respuesta de los equipos de protección ante una falla trifásica en el bus de B.T. de la subestación.	136
Figura 8. Respuesta de los equipos de protección ante una falla monofásica en el bus de B.T. de la subestación.	137
Figura 9. Respuesta de los equipos de protección ante una falla trifásica a la altura del interruptor de potencia del circuito.....	138
Figura 9. Respuesta de los equipos de protección ante una falla monofásica a la altura del interruptor de potencia del circuito.....	140
Figura 10. Respuesta de los equipos de protección ante una falla trifásica a una distancia aproximada del 10% de la longitud total del circuito a partir de la subestación.	141
Figura 11. Respuesta de los equipos de protección ante una falla monofásica a una distancia aproximada del 10% de la longitud total del circuito a partir de la subestación.	143
Figura 12. Respuesta de los equipos de protección ante una falla trifásica a una distancia aproximada del 20% de la longitud total del circuito a partir de la subestación.	144
Figura 13. Respuesta de los equipos de protección ante una falla monofásica a una distancia aproximada del 20% de la longitud total del circuito a partir de la subestación.	146
Figura 14. Respuesta de los equipos de protección ante una falla trifásica a una distancia aproximada del 30% de la longitud total del circuito a partir de la subestación.	147
Figura 15. Respuesta de los equipos de protección ante una falla monofásica a una distancia aproximada del 30% de la longitud total del circuito a partir de la subestación.	148



Figura 16. Respuesta de los equipos de protección ante una falla trifásica a una distancia aproximada del 40% de la longitud total del circuito a partir de la subestación.	149
Figura 17. Respuesta de los equipos de protección ante una falla monofásica a una distancia aproximada del 40% de la longitud total del circuito a partir de la subestación.	151
Figura 18. Respuesta de los equipos de protección ante una falla trifásica a una distancia aproximada del 50% de la longitud total del circuito a partir de la subestación.	152
Figura 19. Respuesta de los equipos de protección ante una falla monofásica a una distancia aproximada del 50% de la longitud total del circuito a partir de la subestación.	154
Figura 20. Respuesta de los equipos de protección ante una falla trifásica a una distancia aproximada del 60% de la longitud total del circuito a partir de la subestación.	155
Figura 21. Respuesta de los equipos de protección ante una falla monofásica a una distancia aproximada del 60% de la longitud total del circuito a partir de la subestación.	156
ANEXO F. Gráficas tiempo - corriente de la coordinación de protecciones del circuito XUL-5230 Francisco Villa con un transformador de unidad desconectado.	158
Figura 22. Diagrama unifilar de la simulación de una falla trifásica en el bus de baja de la subestación con un transformador de unidad desconectado representado en programa ASPEN.	158
Figura 23. Diagrama unifilar de la simulación de una falla monofásica en el bus de baja de la subestación con un transformador de unidad desconectado representado en programa ASPEN.	159



Figura 24. Diagrama unifilar de la simulación de una falla trifásica a la altura del interruptor de potencia del circuito con un transformador de unidad desconectado. 160

Figura 25. Diagrama unifilar de la simulación de una falla monofásica a la altura del interruptor de potencia del circuito con un transformador de unidad desconectado..... 161

Figura 26. Respuesta de los equipos de protección ante una falla trifásica en el bus de B.T. de la subestación con un transformador de unidad desconectado. . 162

Figura 27. Respuesta de los equipos de protección ante una falla monofásica en el bus de B.T. de la subestación con un transformador de unidad desconectado. . 163

Figura 28. Respuesta de los equipos de protección ante una falla trifásica a la altura del interruptor de potencia del circuito con un transformador de unidad desconectado..... 165

Figura 29. Respuesta de los equipos de protección ante una falla monofásica a la altura del interruptor de potencia del circuito con un transformador de unidad desconectado..... 166

Figura 30. Respuesta de los equipos de protección ante una falla trifásica a una distancia aproximada del 10% de la longitud total del circuito a partir de la subestación con un transformador de unidad desconectado. 167

Figura 31. Respuesta de los equipos de protección ante una falla monofásica a una distancia aproximada del 10% de la longitud total del circuito a partir de la subestación con un transformador de unidad desconectado. 169

Figura 32. Respuesta de los equipos de protección ante una falla trifásica a una distancia aproximada del 20% de la longitud total del circuito a partir de la subestación con un transformador de unidad desconectado. 170

Figura 33. Respuesta de los equipos de protección ante una falla monofásica a una distancia aproximada del 20% de la longitud total del circuito a partir de la subestación con un transformador de unidad desconectado. 171



Figura 34. Respuesta de los equipos de protección ante una falla trifásica a una distancia aproximada del 30% de la longitud total del circuito a partir de la subestación con un transformador de unidad desconectado. 172

Figura 35. Respuesta de los equipos de protección ante una falla monofásica a una distancia aproximada del 30% de la longitud total del circuito a partir de la subestación con un transformador de unidad desconectado. 174

Figura 36. Respuesta de los equipos de protección ante una falla trifásica a una distancia aproximada del 40% de la longitud total del circuito a partir de la subestación con un transformador de unidad desconectado. 175

Figura 37. Respuesta de los equipos de protección ante una falla monofásica a una distancia aproximada del 40% de la longitud total del circuito a partir de la subestación con un transformador de unidad desconectado. 177

Figura 38. Respuesta de los equipos de protección ante una falla trifásica a una distancia aproximada del 50% de la longitud total del circuito a partir de la subestación con un transformador de unidad desconectado. 178

APÉNDICES

Figura C1. Esquemas de protección para una subestación de distribución con un transformador de potencia mayor de 10 MVA e interruptores de circuito..... 185

Figura C2. Esquemas de protección para una subestación de distribución con un transformador de potencia menor de 10 MVA e interruptores de circuito. 185

Figura C3. Esquemas de protección para una subestación de distribución con un transformador de potencia menor de 10 MVA y restauradores de circuito..... 186

Figura D1. Transformadores de categoría I..... 187

Figura D2. Transformadores de categoría II..... 188

Figura D3. Transformadores de categoría II..... 188

Figura D4. Transformadores de categoría III..... 189



Figura D5. Transformadores de categoría III..... 189

Figura D6. Transformadores de categoría IV. 190



ÍNDICE DE TABLAS

CAPITULO 2

Tabla 2.1. Tensiones en los sistemas de distribución.	7
Tabla 2.2. Límites de las tensiones nominales preferentes en los sistemas eléctricos.	7
Tabla 2.2. Continuación.	8
Tabla 2.3. Tipos y causas de falla.	11
Tabla 2.4. Probabilidad de ocurrencia para diferentes fallas.	12

CAPITULO 4

Tabla 4.1. Datos necesarios para los cálculos, y estudios requeridos en la coordinación de protecciones.	32
Tabla 4.2. Circuitos equivalentes de secuencias de transformadores.	41

CAPITULO 5

Tabla 5.1. Factores "k ₁ " para coordinación restaurador-fusible.	71
Tabla 5.2. Factores "k ₂ " para coordinación fusible-restaurador.	78

CAPITULO 6

Tabla 6.1. Ajustes de protecciones (51's) del transformador T5.	88
Tabla 6.2. Ajustes de protecciones (50's y 51's) del circuito de distribución XUL-5230.	88

APÉNDICES

Tabla D1. Características y categorías de los transformadores de unidad.	187
---	-----



ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO A. Diagrama unifilar del circuito de distribución XUL-5230 Francisco Villa.....	114
ANEXO B. Cálculo de corrientes de corto circuito de un tramo del circuito de distribución XUL-5230 Francisco Villa.....	115
ANEXO C. Cálculo de ajustes de protecciones de la subestación XUL-5230.	122
ANEXO D. Cálculo de impedancia de secuencia positiva y negativa de líneas aéreas del circuito XUL-5230 Francisco Villa.	126
ANEXO E. Gráficas tiempo - corriente de la coordinación de protecciones del circuito XUL-5230 Francisco Villa.....	130
ANEXO F. Gráficas tiempo - corriente de la coordinación de protecciones del circuito XUL-5230 Francisco Villa con un transformador de unidad desconectado.....	158

ÍNDICE DE APÉNDICES

APÉNDICE A. Características eléctricas de conductores desnudos.	180
APÉNDICE B. Tipos de estructuras más usados en un circuito de distribución. (Acotación en cm).	182
APÉNDICE C. Esquemas de protección más usados en subestaciones.....	185
APÉNDICE D. Categoría de los transformadores.	187
APÉNDICE E. Cálculo de corrientes de corto circuito obtenidas en programa de computadora SISIEDIS.....	191



NOMENCLATURA

A, KA: Amperios, Kiloamperios.

A.T.: Alta Tensión.

B.T.: Baja Tensión.

°C: Grados centígrados.

CA: Corriente alterna.

CD: Corriente directa.

CFE: Comisión Federal de Electricidad.

cm: Centímetros.

DMG: Distancia media geométrica.

f.p.: Factor de potencia.

HP: Caballo de fuerza.

Hz: Hertz.

KVA: Kilo Voltio Amperio (potencia aparente).

m: Metros.

MCT: Tiempo máximo de limpieza.

MMT: Tiempo mínimo de fusión.

MVA: Mega Voltio Amperio.

p.u.: Por unidad.

R, r: Resistencia.

r_a : Resistencia de secuencia positiva del conductor.

r_e : Resistencia de secuencia cero del conductor en función de la frecuencia.

RMG: Radio medio geométrico.

s : Segundo.

S.E.P.: Sistema Eléctrico de Potencia.

SF₆: Hexafluoruro de azufre.

V, KV: Voltios, Kilovoltios.

X, x: Reactancia inductiva.

X_a : Reactancia inductiva propia del conductor.

X_d : Reactancia inductiva mutua entre conductores.



X_e : Reactancia inductiva de secuencia cero en función de la resistividad del terreno y de la frecuencia.

CAPITULO 1

INTRODUCCIÓN

El desarrollo de fuentes de energía para ejecutar trabajos útiles es la clave del progreso industrial, desarrollo económico y un mejor nivel de vida de un país. Un Sistema Eléctrico de Potencia (S.E.P.) genera, convierte y transporta energía eléctrica y desempeña un papel importante en este proceso. Un S.E.P. se compone de tres partes principales: las centrales generadoras, las líneas de transmisión y las redes de distribución (1).

Una central generadora es un conjunto de instalaciones, incluidas las construcciones de obra civil y edificios necesarios, utilizados directa o indirectamente para la producción de energía eléctrica, cuyo objetivo es el de transformar los distintos tipos de energía primaria (combustible fósil, energía solar, eólica, hidráulica, etc.) en energía eléctrica. Estas se pueden clasificar de acuerdo al tipo de energía primaria que utilizan: hidroeléctricas, térmicas, eólicas, solares, geotérmicas, biomasa, etc.

Las líneas de transmisión constituyen los eslabones de conexión entre las centrales generadoras y las redes de distribución y conduce a otras redes de potencia por medio de interconexiones. Los sistemas eléctricos de distribución, son el medio que permite que la energía eléctrica sea entregada a los centros de consumo una vez que ésta ha sido generada en las centrales o plantas eléctricas.

Un sistema de distribución está conformado por diversos tipos de instalaciones, desde las líneas de subtransmisión y subestaciones de distribución, hasta las líneas y redes de distribución primaria y secundaria. Cada una de estas instalaciones dispone a su vez de diferentes equipos o dispositivos, cuyas funciones son muy amplias. A grandes rasgos los sistemas de distribución se componen de los siguientes elementos: líneas de subtransmisión, subestaciones de distribución, circuitos de media tensión, transformadores de distribución, circuitos de baja tensión y acometidas.

Los sistemas eléctricos de distribución están diseñados para suministrar en forma continua la energía eléctrica a los equipos o dispositivos que deben ser



alimentados de manera permanente, por tal motivo la confiabilidad del servicio es un aspecto muy importante. El gran riesgo que se presenta a estas cargas esta en que el flujo de la corriente suministrada tenga un valor mayor al esperado, de la corriente que deben circular por los mismos. Estas corrientes se conocen por lo general como sobrecorrientes, se originan por distintas causas, y para fines prácticos se clasifican como: sobrecargas y cortos circuitos.

Para evitar daños en las instalaciones debidas a estas sobrecorrientes, existen los dispositivos de protección contra sobrecorriente. Estas protecciones tienen el propósito de interrumpir el circuito eléctrico cuando la corriente alcanza un valor que pudiera causar una temperatura excesiva y peligrosa para los equipos, conductores, aisladores y cargas conectadas a la red.

Por lo tanto, los dispositivos de protección tienen la finalidad de mantener la seguridad de los equipos e instalaciones, como de las personas que se encuentran en su entorno, garantizando la continuidad en el suministro de la energía eléctrica.

Un sistema de protección se establece bajo la premisa de la existencia de fallas o disturbios originados por agentes internos o externos al sistema, y su objetivo no es evitar tales fenómenos, sino minimizar sus efectos sobre el sistema.

La adecuada selección y coordinación de los dispositivos de protección, es fundamental para el correcto funcionamiento del sistema de protección y por consecuencia para la operación confiable del sistema de distribución.



JUSTIFICACIÓN

Los sistemas eléctricos de distribución deben garantizar confiabilidad, rapidez, economía, simplicidad y selectividad en su coordinación de protecciones contra sobrecorrientes; además de ofrecer a los usuarios calidad de servicio. La finalidad de los dispositivos de protección es mantener la seguridad de los equipos e instalaciones, garantizar la continuidad en el suministro de la energía eléctrica y sobre todo mantener fuera de riesgos a las personas que se encuentran en su entorno.

Un sistema eléctrico a prueba de fallas no es práctico ni económico. Los sistemas eléctricos modernos que como práctica son construidos con altos niveles de aislamiento, tienen suficiente flexibilidad para que uno o más de sus componentes puedan estar fuera de operación afectando en forma mínima la continuidad del servicio. Adicionalmente a las deficiencias de aislamiento, las fallas pueden ser el resultado de problemas eléctricos, mecánicos y térmicos o de cualquier combinación de éstos.

Por tal razón, con una correcta y eficiente coordinación de los dispositivos de protección contra sobrecorriente de un circuito de distribución, se minimizan gastos y lo que es muy importante se asegura un continuo suministro de energía eléctrica a los consumidores.



OBJETIVOS.

- Establecer los lineamientos metodológicos para la realización de los estudios de coordinación de protecciones de sobrecorriente en un sistema de distribución aéreo.
- Establecer el presente trabajo monográfico como documento de consulta para los estudiantes de ingeniería que estén dentro del campo de la electricidad.
- Coordinar las protecciones contra sobrecorriente del circuito de distribución Xul-5230 Francisco Villa de la subestación de Xul-Ha.
- Comparar los ajustes de coordinación de los dispositivos de protección contra sobrecorriente obtenidos con los que actualmente operan en el circuito de distribución Xul-5230 Francisco Villa.

CAPITULO 2

CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

En este capítulo se describen de manera general las características, elementos que conforman, y los diferentes tipos de arreglos que se emplean en los sistemas de distribución. Posteriormente se definen los tipos de fallas que pueden ocurrir en estos tipos de sistemas, así como su origen.

2.1 DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.

2.1.1 CONCEPTOS BÁSICOS.

Los sistemas eléctricos de potencia están constituidos básicamente por tres grandes subsistemas: sistemas de generación, sistemas de transmisión y sistemas de distribución.

Los sistemas de distribución a diferencia de los sistemas de generación y transmisión, interactúan en forma directa con la mayoría de los usuarios de energía eléctrica, los cuales esperan un servicio que satisfaga sus necesidades en todos los aspectos. El sistema de distribución como eslabón principal del suministro de energía eléctrica, tiene como función transportar la energía eléctrica de las subestaciones de potencia o en algunos casos fuentes de generación a los lugares de utilización (ver Fig. 2.1), este suministro de energía eléctrica debe darse bajo parámetros de calidad bien definidos, como son tensión, frecuencia, forma de onda, secuencia de fases y continuidad.

Los sistemas eléctricos de distribución en nuestro país comprenden principalmente seis partes: líneas de subtransmisión, subestaciones de distribución, circuitos de media tensión, transformadores de distribución, circuitos de baja tensión, acometidas.

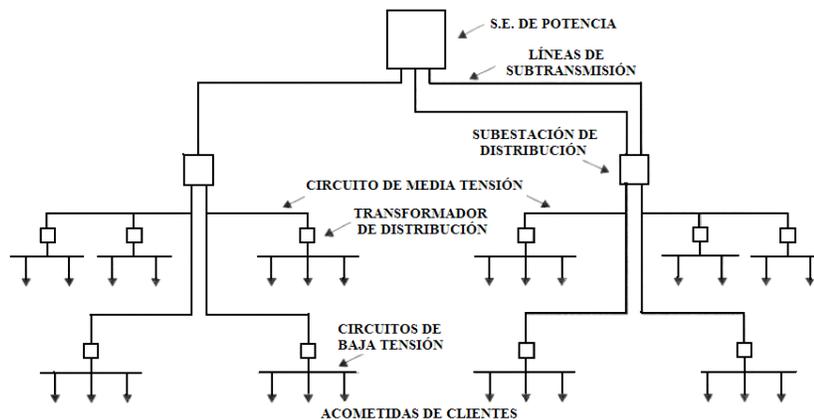


Figura 2.1. Esquema de un sistema de distribución.

- **Líneas de subtransmisión.** Circuitos de conducción masiva de energía eléctrica a distancia que alimenta e interconecta las subestaciones de distribución, los niveles de tensión utilizados en nuestro país son 138, 115, 85 Y 69 KV.
- **Subestaciones de distribución.** Conjunto de equipos eléctricos necesarios para la conversión y seccionamiento de energía eléctrica recibida en bloque y distribuida en diferentes trayectorias a través de los circuitos de distribución.
- **Circuitos de media tensión.** Circuitos eléctricos que parten de las subestaciones de distribución y proporcionan la potencia eléctrica a los transformadores de distribución, los niveles de tensión utilizados en el país van desde 2.4 hasta 34.5 KV.
- **Transformadores de distribución.** Equipo eléctrico que reduce la tensión de los circuitos de media tensión a la tensión de utilización de los usuarios.
- **Circuitos de baja tensión.** Circuitos que emanan de los transformadores de distribución y proporcionan el camino a la potencia eléctrica que será entregada a los usuarios.
- **Acometidas.** Circuitos que interconectan al usuario con los sistemas de distribución.

2.1.2 TENSIONES NOMINALES EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.

Las tensiones utilizadas en los sistemas de distribución se pueden agrupar de acuerdo a lo indicado en las Tablas 2.1 y 2.2 respectivamente (2).

Tabla 2.1. Tensiones en los sistemas de distribución.

CLASIFICACIÓN DE TENSIÓN	COMPONENTE DEL SISTEMA	TENSIÓN NOMINAL KV
BAJA TENSIÓN (MENOR DE 1KV)	ACOMETIDAS Y CIRCUITOS DE BAJA TENSIÓN	0.120 0.127 0.220 0.240
MEDIA TENSIÓN (MAYOR A 1 KV Y MENOR A 35 KV)	CIRCUITOS DE MEDIA TENSIÓN	13.8 23.0 34.5
ALTA TENSIÓN (MAYOR A 35 KV Y MENOR A 230 KV)	LÍNEAS DE SUBTRANSMISION	69 115

Tabla 2.2. Límites de las tensiones nominales preferentes en los sistemas eléctricos.

TENSIÓN NOMINAL (V)	TIPO DE SISTEMA	TENSIÓN DE SERVICIO MÍNIMA (V)	TENSIÓN DE SERVICIO MÁXIMA (V)
ACOMETIDAS Y CIRCUITOS SECUNDARIOS			
120/240	1 fase 3 hilos	108/216	132/264
240 /120	3 fases 4 hilos	216 /108	264 /132
220 Y /127	3 fases 4 hilos	198 Y / 114	242 Y / 140

Tabla 2.2. Continuación.

CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN			
13,800	3 fases 3 o 4 hilos	12,420	15,180
23,000	3 fases 3 o 4 hilos	20,700	25,300
34,500	3 fases 3 o 4 hilos	31,050	37,950
SUBTRANSMISIÓN			
69,000	3 fases 3 hilos	62,100	72,500
115,000	3 fases 3 hilos	103,500	123,000

2.1.3 ARREGLOS PARA UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.

En esta sección se identifican los diferentes tipos de arreglos empleados en un sistema de distribución, con lo que se visualiza la flexibilidad o condición de carga a la que está sometido cada uno de sus elementos, siendo fundamental para la selección adecuada de la operación y ajustes de los dispositivos de protección.

En forma general se establecen solo tres tipos fundamentales de dichos arreglos:

Radial. Es un sistema que permite la transferencia de potencia entre la fuente y la carga por una sola trayectoria (ver Fig. 2.2), el sistema radial es el más sencillo, económico y comúnmente usado, siendo poco confiable ya que cualquier falla en uno de los elementos interrumpe la alimentación a la carga. Este arreglo tiene una capacidad limitada para funcionar como una fuente de energía alterna al interconectarse con otra fuente.

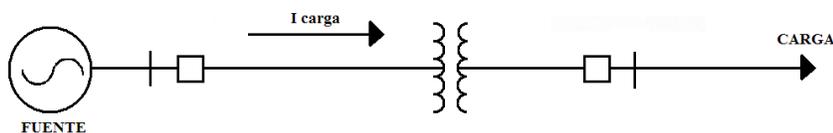


Figura 2.2. Sistema radial.

Anillo. Es un sistema que permite la transferencia de potencia entre fuentes y cargas por dos trayectorias (ver Fig. 2.3), este arreglo aumenta en forma considerable la confiabilidad del sistema.

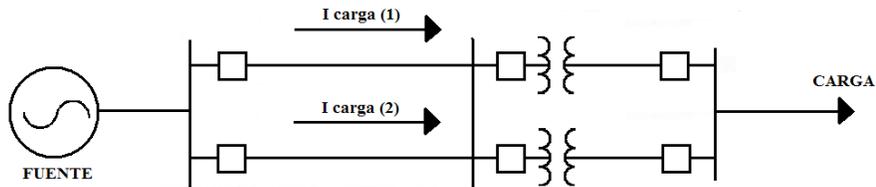


Figura 2.3. Sistema anillo.

Mallado. Es un Sistema que permite la transferencia de potencia entre fuentes y cargas por múltiples trayectorias (ver Fig. 2.4). Es el arreglo más confiable y costoso, debido al número de equipo necesario para realizar este tipo de arreglo.

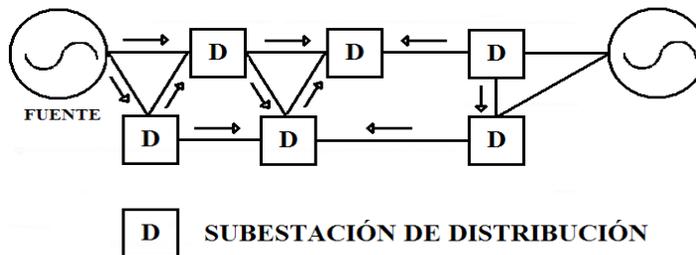


Figura 2.4. Sistema mallado.

2.2 NATURALEZA DE LAS FALLAS.

Una falla se puede definir como una conexión no deseada de uno o más puntos de una red eléctrica, haciendo que la corriente que pasa a través de esos puntos sea muchas veces mayor a la corriente nominal del sistema debido a que la impedancia total de los puntos conectados tiende a cero. En otras palabras, una falla es simplemente una condición anormal que ocasiona una reducción de la resistencia del aislamiento básico ya sea entre los conductores de las fases, entre los conductores de la fase y tierra o entre cualquiera de las mallas a tierra que rodeen a los conductores. La reducción del aislamiento no se considera falla, hasta que produce algún efecto en el sistema, es decir, hasta que provoca un exceso de corriente o la reducción de la impedancia de los conductores o entre los



conductores y la tierra, a un valor inferior al de la impedancia de carga mínima normal para el circuito.

Las fallas tienen por lo general tres efectos:

- Arco eléctrico: este efecto es similar al que se presenta cuando se usa soldadura eléctrica, y su efecto es muy dramático, ya que el arco quema prácticamente todo lo que se encuentre en su trayectoria.
- Calentamiento: Cuando una falla tiene una gran magnitud de corriente causa severos efectos de calentamiento; estas temperaturas podrían iniciar el fuego en algunos materiales.
- Esfuerzos mecánicos: Cuando circula una corriente de cortocircuito de miles de amperes, el campo magnético se incrementa muchas veces y los esfuerzos mecánicos producidos son significativamente mayores.

En los sistemas de distribución, pueden presentarse principalmente dos tipos de falla según su naturaleza.

1) Fallas de naturaleza transitoria.

Son aquellas donde la pérdida de aislamiento de los elementos del sistema sometidos a tensión eléctrica, es momentánea. Algunos tipos de fallas transitorias incluyen contactos momentáneos con ramas de árboles, flameo por contaminación o arqueo del aislamiento por descargas atmosféricas.

2) Fallas de naturaleza permanente.

Son aquellas donde la pérdida de aislamiento del elemento fallado es permanente, ruptura de conductores, objetos o partes haciendo contacto permanente con tierra o con otros conductores. Estas fallas las detectan los relevadores y disparan a los interruptores, los cuales, por la naturaleza permanente de la falla, permanecen abiertos. Las fallas permanentes son aquellas que requieren reparación, mantenimiento o reposición del equipo antes de que la tensión eléctrica pueda ser restablecida en el punto de falla.



3) Causas De Fallas.

Para asegurar una protección adecuada contra las fallas, las condiciones existentes en el sistema durante la ocurrencia de diversos tipos de fallas deben ser claramente comprendidas. Estas condiciones anormales proporcionarán los medios de discriminación para la operación de los dispositivos de protección. La mayoría de tipos y causas de falla se encuentran listados en la Tabla 2.3.

Tabla 2.3. Tipos y causas de falla.

Tipo	Causa
Aislamiento	Defectos o errores de diseño, fabricación inadecuada, instalación inadecuada, aislamiento envejecido, contaminación.
Eléctrico	Descargas atmosféricas, sobretensiones transitorias por maniobra, sobretensiones dinámicas.
Térmica	Falla de enfriamiento, sobrecorriente, sobretensión, temperatura ambiente.
Mecánica	Esfuerzos por sobrecorriente, sismo, impactos por objetos ajenos, nieve o viento.

La probabilidad de ocurrencia para las fallas paralelo (shunt), en los sistemas de distribución se indica en la Tabla 2.4.

Tabla 2.4. Probabilidad de ocurrencia para diferentes fallas.

PRINCIPALES TIPOS DE FALLAS Y SU PROBABILIDAD DE OCURRENCIA	
TIPO	PROBABILIDAD(%)
MONOFASICA (fase a tierra)	85
BIFÁSICA A TIERRA (dos fases a tierra)	8
BIFÁSICA (entre dos fases)	5
TRIFASICA (entre las tres fases)	2

2.2.1 LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN, LA NATURALEZA DE SUS FALLAS Y LA DEFINICIÓN DE SU SISTEMA DE PROTECCIÓN.

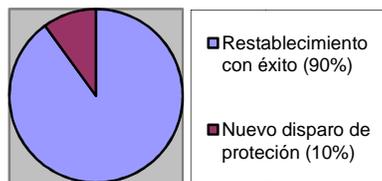
Tanto estadísticas de operación como numerosos estudios, indican que las fallas en un sistema aéreo de distribución tienen el siguiente comportamiento:

Entre un 80-95% del total de fallas son de naturaleza transitoria, correspondiendo complementariamente entre el 20-5% a fallas permanentes. De las fallas transitorias entre un 90-95% son liberadas en el primer intento de restablecimiento de la tensión eléctrica; entre un 4-6% son liberadas posteriormente al segundo intento de restablecimiento; entre un 2-3% desaparecen después del tercer intento y entre 0-1% son despejadas después de un cuarto intento o en posteriores intentos de restablecimiento.

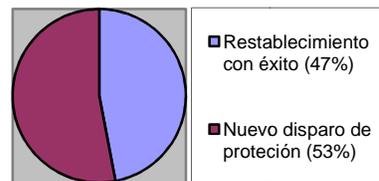
A este respecto cabe señalar que en instituciones como la CFE (Comisión Federal de Electricidad) desde 1989 se ha efectuado un seguimiento estadístico a una muestra promedio de 150 circuitos de distribución de 30 subestaciones en tres divisiones (nivel nacional), teniéndose hasta el año de 1997 un total de 12,797 fallas con un patrón de comportamiento como el que se indica a continuación:

- Fallas permanentes: 10%.
- Fallas transitorias: 90%.
- Fallas transitorias liberadas después del 1er. Intento de restablecimiento: 90%.
- Fallas transitorias liberadas después del 2do. Intento de restablecimiento: 6%.
- Fallas transitorias liberadas después del 3er. Intento de restablecimiento: 3%.
- Fallas transitorias liberadas después del 4to. Intento de restablecimiento: <1%.

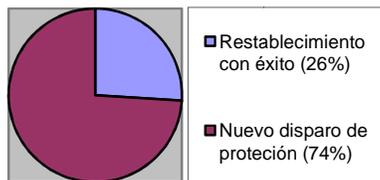
Este comportamiento se ilustra de manera gráfica en la Figura 2.5.



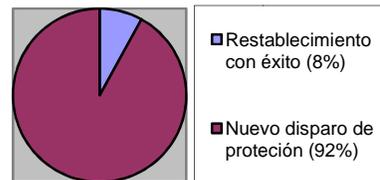
Después del 1er. disparo.



Después del 2do. disparo.



Después del 3er. disparo.



Después del 4to. disparo.

Figura 2.5. Estadística promedio de éxito para intentos consecutivos de restablecimiento.

Como se observa, estadísticamente se justifica un máximo de dos intentos de recierre de manera general, ya que intentos posteriores originan en su mayoría únicamente esfuerzos innecesarios a los equipos y elementos que conforman el sistema de distribución. Por tal razón, es necesario establecer de manera

particular en cada sistema las políticas correspondientes para el ajuste de los dispositivos de recierre automático, así como de las directrices operativas establecidas para el restablecimiento del servicio en instalaciones afectadas por una falla.

2.3 ZONAS DE PROTECCIÓN.

Para una adecuada aplicación de dispositivos de protección, es necesario considerar los siguientes factores: configuración del sistema, impedancias del equipo primario y su conexión, tensión del sistema, procedimiento y prácticas operativas, importancia del elemento del sistema a proteger, estudio de cortocircuito, análisis de cargas o flujos de potencia, conexión, localización y relación de transformadores de corriente y potencial, tipo de falla (trifásica, de una fase a tierra, etc.), crecimiento de la carga y del sistema.

Con base al análisis de cada uno de los factores anteriores se definen las zonas de protección necesarias para cada elemento del sistema eléctrico. Una zona de protección se define como el área de cobertura de un dispositivo de protección, el cual protege uno o más componentes del sistema eléctrico en cualquier situación anormal o de falla que se presente.

Las zonas de protección se disponen de manera que se traslapen para que ninguna parte del sistema quede sin protección, la Figura 2.6 muestra un sistema de distribución con las siguientes zonas de protección traslapadas:

- zona de protección de líneas de subtransmisión (1).
- zona de protección de barras de alta tensión (2).
- zona de protección de transformadores de potencia (3).
- zona de protección de barras y circuito de media tensión (4).
- zona de protección de circuitos de distribución (5).
- zona de protección de transformadores de distribución y circuitos secundarios (6).

- zona de protección de transformadores de distribución, circuitos, secundarios y acometidas en baja tensión (7).

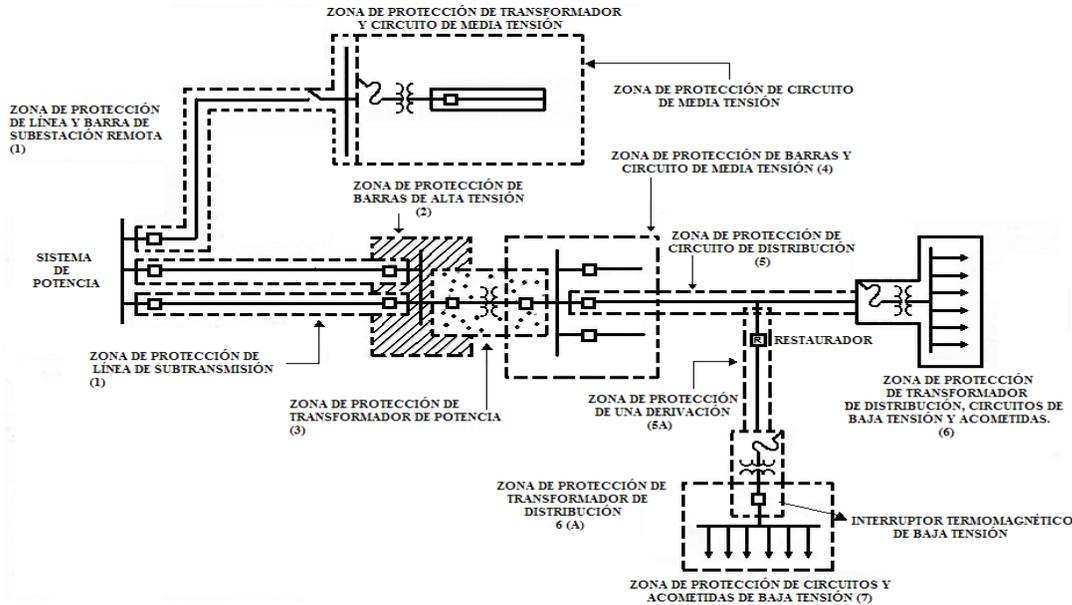


Figura 2.6. Zonas de protección de un sistema de distribución.

En la Figura 2.6 se muestran los equipos de seccionamiento localizados en las interconexiones entre elementos del sistema eléctrico, esta previsión hace posible desconectar solo el elemento fallado, a veces al omitirse un dispositivo de seccionamiento entre dos elementos adyacentes, se tendrá una desconexión de ambos cuando se presente una falla en cualquiera de los dos. En una zona cada dispositivo de protección realiza una función específica y responde en forma particular a cierto tipo de cambios en las magnitudes eléctricas de un circuito. En los sistemas de distribución y básicamente en circuitos de media y baja tensión, los equipos comúnmente utilizados son dispositivos contra cortocircuito. Estos dispositivos están clasificados en: protección primaria y protección de respaldo. La protección primaria es la primera línea de defensa, mientras que la protección de respaldo solo actúa cuando falla la protección primaria no detecta la falla.

Esto ha permitido que cuando ocurre un cortocircuito en el sistema de distribución la protección primaria y de respaldo inician normalmente su funcionamiento,

permitiendo en primera instancia que el elemento en cortocircuito sea desconectado mediante la acción de la protección primaria sin que la protección de respaldo haya tenido tiempo de completar su función. En los sistemas de distribución, las protecciones primaria y de respaldo forman zonas de protección superpuestas, las cuales operan secuencialmente discriminando las fallas a diferentes tiempos de operación o diferente magnitud de corriente, esto permite tener selectividad, sensibilidad y velocidad en la operación que se requiera para la protección del sistema de distribución. La Fig. 2.7 muestra de forma especial las zonas superpuestas, donde su operación viene definida por el tiempo de operación (t), esto significa que las zonas de protección interiores operan más rápido que las exteriores. Otro parámetro que interviene en el límite de actuación de una zona de protección es la sensibilidad a la magnitud de corriente, que es el valor mínimo de falla que detecta el dispositivo de protección, si se considera el eje (Y) para el tiempo y el eje (X) para la magnitud de corriente, es posible representar de manera gráfica la actuación de cada protección en sus zonas primaria y de respaldo.

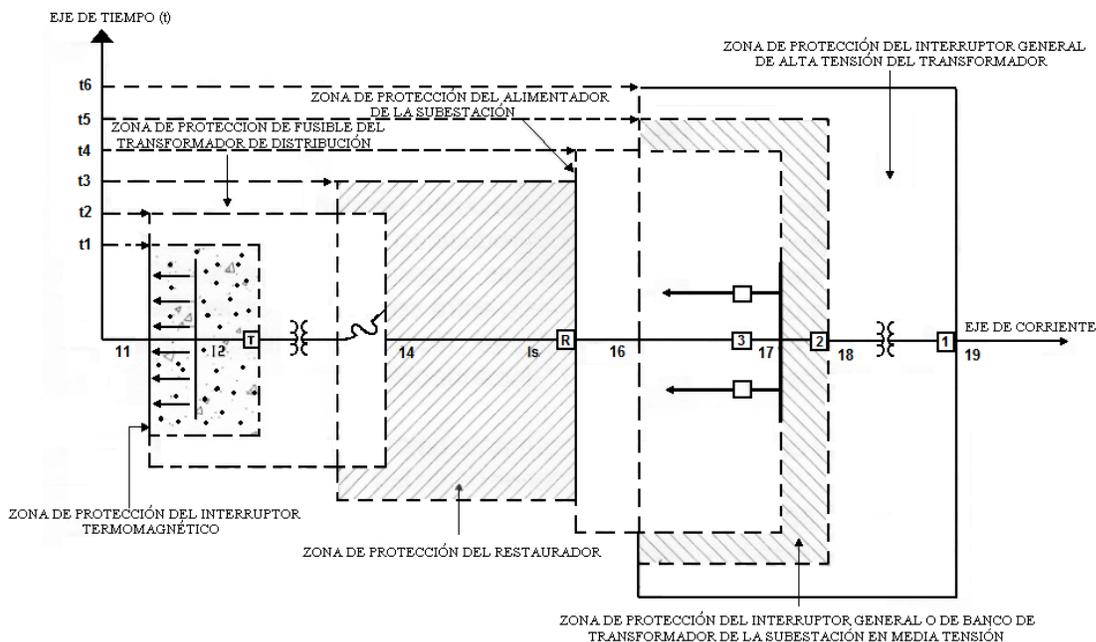


Figura 2.7. Límites de actuación de las zonas de protección.



2.4 CARACTERÍSTICAS FUNCIONALES DE LA PROTECCIÓN.

La aplicación lógica de un sistema de protección divide al sistema eléctrico en varias zonas, cada una de las cuales requiere en particular de su propio esquema de protección. En todos los casos las características indicadas a continuación son comunes a cualquier criterio óptimo de diseño para lograr un eficiente sistema de protección. Desde luego que es impráctico el satisfacer completamente estos criterios de manera simultánea, siendo necesario el compromiso el evaluar cada una de las características en base a una comparación de riesgos.

2.4.1 CONFIABILIDAD.

Esta característica implica dos aspectos:

Dependabilidad. Es el grado de certeza de que el equipo de protección opere correctamente cuando se requiera.

Seguridad. Es el grado de certeza de que el equipo de protección no opere incorrectamente, es decir, la habilidad para evitar operaciones incorrectas en condiciones normales o cuando ocurran fallas fuera de su zona de operación designada.

Factores que afectan estas características son:

- Tipo de sistema de protección.
- Principio de medición.
- Calidad del relevador o cualquier otro tipo de protección que tenga el sistema.
- Calidad y frecuencia del mantenimiento.
- Pruebas correctas y completas de puesta en servicio.
- Ajustes.
- Cambios en la configuración del sistema de potencia.

2.4.2 RAPIDEZ.

Un dispositivo de protección que pudiera anticiparse a una falla sería una utopía, incluso si estuviera disponible, habría siempre la duda sobre su decisión para determinar con certeza si una falla o problema requiere de un "disparo". El desarrollo de dispositivos de protección más rápidos debe siempre ser evaluado en comparación al incremento en la probabilidad de un mayor número de operaciones no deseadas o inexplicables. El tiempo es un excelente criterio para descartar entre un problema real y uno falso. Aplicando esta característica en particular a un dispositivo de protección, la "alta velocidad" indica que el tiempo usual de operación no excede los 50 milisegundos (3 ciclos). El término "instantáneo" indica que ningún retardo es introducido a propósito en la operación. En la práctica, "alta velocidad" e "instantáneo" son frecuentemente usados de manera indistinta.

2.4.3 ECONOMÍA.

Un dispositivo de protección que tiene una zona de influencia perfectamente definida, provee una mejor selectividad pero generalmente su costo es mayor. Los dispositivos de protección de alta velocidad ofrecen una mayor continuidad del servicio al reducir los daños provocados por una falla y los riesgos al personal, por tanto tienen un costo inicial mayor.

El más alto desempeño y costo no pueden ser siempre justificados. Consecuentemente, dispositivos de protección de baja y alta velocidad son usados para proteger un sistema eléctrico. Ambos tipos pueden proporcionar una alta confiabilidad. Por ejemplo, un relevador de protección muestra una consistencia en su operación del 99.5% y un mejor desempeño como protección.



2.4.4 SIMPLICIDAD.

Como cualquier otra disciplina de la ingeniería, la "simplicidad" en un sistema de protección es siempre la "marca" de un buen diseño. El sistema de protección más simple no es necesariamente el más económico. Como se indico previamente una mayor economía puede ser posible con un sistema de protección complejo que usa un número mínimo de elementos. Por tanto, simplicidad en una coordinación de protecciones significa tener el mínimo de equipos y de conexiones entre ellos.

2.4.5 SELECTIVIDAD.

Un sistema de protección es diseñado por zonas, las cuales deben cubrir completamente al sistema eléctrico sin dejar porciones desprotegidas. Cuando una falla ocurre, se requiere que la protección sea capaz de seleccionar y "disparar" únicamente los dispositivos de desconexión adyacentes a la falla.

CAPITULO 3 EQUIPO DE PROTECCIÓN PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN AÉREOS.

La protección de los sistemas de distribución ha evolucionado con el tiempo, desde los primitivos fusibles, hasta los equipos sofisticados cuyo funcionamiento están basados en el empleo de microprocesadores.

Sin embargo, independientemente de los avances logrados para el desarrollo de los diversos dispositivos de protección disponibles en la actualidad se pueden identificar 4 tipos fundamentales de equipos de protección, en función de su aplicación y principio de operación.

En este capítulo, se describen los dispositivos de protección para sistemas de distribución bajo tales consideraciones de clasificación.

3.1 FUSIBLES.

Los elementos que conforman un cortacircuito fusible se muestran en la Figura 3.1. La parte que sirve como elemento de protección para la desconexión del corto circuito es el elemento fusible, el cual se construye de una determinada sección transversal hecha de una aleación metálica, este se funde al paso de una magnitud de corriente superior para la que fue diseñado (3).

Para fusibles de un solo elemento es común usar aleaciones a partir de estaño, cobre o plata, existiendo diversas opiniones sobre las propiedades relativas de estos materiales.

Los fusibles de un solo elemento pueden subdividirse básicamente en dos clases: aquellos que tienen baja temperatura de fusión, tal como los de estaño, elemento que se funde a 232 °C; y los que tienen alta temperatura de fusión como la plata o cobre, que se funden respectivamente a 960 °C y 1080 °C.

Los cortacircuitos fusibles son identificados por las características siguientes:

- Tensión de operación.
- Tensión máxima de diseño.
- Nivel básico de impulso.
- Frecuencia de operación.
- Corriente nominal.
- Capacidad interruptiva.

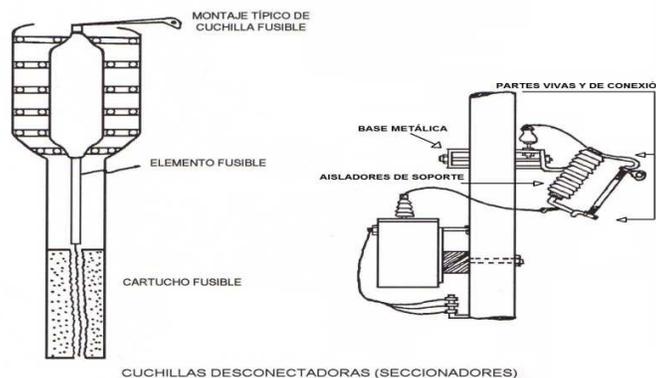


Figura 3.1. Elementos de un cortacircuito fusible.

3.1.2 CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN.

Por ser los fusibles dispositivos de protección contra sobrecorrientes, estos tienen una curva de operación característica con respecto al tiempo, básicamente su respuesta en el tiempo es inversamente proporcional a la magnitud de la corriente que se le aplique.

Todos los fabricantes de fusibles proporcionan dos curvas características de operación en una de ellas se grafica el "tiempo mínimo de fusión" (MMT) y en la otra el "tiempo máximo de limpieza" (MCT).

La curva del tiempo mínimo de fusión o MMT es la representación grafica para el tiempo en el cual el fusible comenzará a fundirse por la acción de una corriente determinada. Dicha curva se usa para coordinar con dispositivos de protección que se encuentran después del fusible en el sentido de circulación de la corriente de falla. Usualmente los fabricantes trazan esta curva, considerando una temperatura ambiente de 25 °C y operando el fusible sin carga inicial.

La curva del tiempo máximo de limpieza o MCT es la representación gráfica para el tiempo total en que el fusible interrumpe la circulación de corriente hacia la falla, es decir toma en cuenta el tiempo desde el principio de la fusión y el desarrollo del arco eléctrico hasta que este se extingue totalmente. Esta curva se usa para coordinar con dispositivos de protección que se encuentran antes del fusible, en el sentido de circulación de la corriente hacia la falla. Esta curva se grafica a 25°C y sin carga inicial.

3.1.3 TIPOS DE FUSIBLES.

Por sus características constructivas y de operación, en la actualidad existe una amplia diversidad de fusibles, mismos que dependiendo de la aplicación específica de que se trate, satisfacen en mayor o menor medida los requerimientos técnicos establecidos. Entre los principales se encuentran:

- Fusibles tipo expulsión.
- Fusibles de triple disparo.



- Fusibles de vacío.
- Fusibles limitadores de corriente.
- Fusibles en hexafluoruro de azufre.
- Fusibles de potencia.

3.2 RESTAURADORES.

El restaurador es un dispositivo electromecánico habilitado para sensibilizar e interrumpir en determinado tiempo, sobrecorrientes en un circuito debidas a la eventualidad de una falla, así como efectuar recierres automáticamente re-energizando el circuito (3). Después de una secuencia de operación de disparo-recierre en caso de persistir la falla, nuevamente abrirá recerrando por segunda ocasión. Esta secuencia de operación podrá llevarse a cabo dependiendo del ajuste, hasta tres veces antes de la apertura y bloqueo final.

La secuencia de operación realiza dos importantes funciones:

- Prueba la línea para determinar si la condición de falla ha desaparecido.
- Discrimina las fallas temporales de las permanentes.

3.2.1 CONSTRUCCIÓN.

En un restaurador automático sus contactos de interrupción monofásicos o trifásicos, están contenidos en un tanque con aceite como medio de aislamiento, su apariencia se asemeja a un pequeño interruptor en aceite y puede ser conectado directamente a la línea sobre postes, crucetas, plataformas o instalado en una estructura en la subestación. (Sus principales partes se presentan en la Figura 3.2).

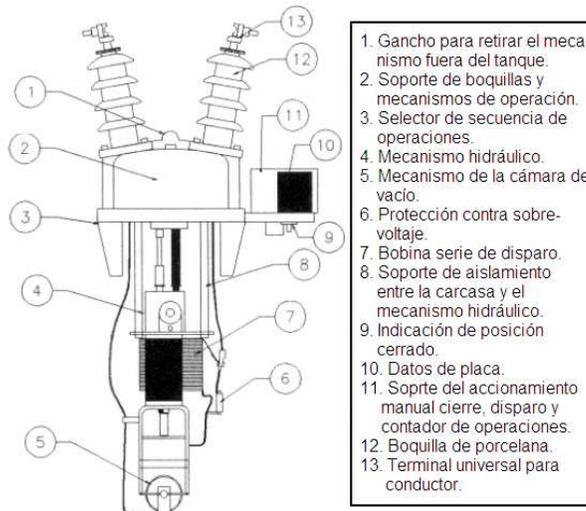


Figura 3.2. Partes de un restaurador monofásico.

3.2.2 PRINCIPIO DE OPERACIÓN.

La detección de fallas se realiza generalmente por bobinas colocadas en serie con la línea, alojadas en el interior del tanque del restaurador. Estas bobinas serie al registrar una corriente superior a su capacidad de disparo, actúan sobre el mecanismo abriendo el restaurador, para el cierre se utilizan principalmente las siguientes formas:

- Por medio de resortes que se cargan por la acción de apertura
- Bobina de potencial que utiliza la tensión de línea de lado fuente del equipo
- Mediante motor para la carga de un mecanismo.

En algunos diseños la detección de fallas se realiza por medio de transformadores de corriente tipo boquilla. A través de circuitos electrónicos se provee la señal de disparo y el pestillo de apertura es accionado por una pequeña bobina alimentada por una batería, la cual es continuamente cargada por la corriente de la línea. Fuentes de energía externas son requeridas solamente para la operación remota de algunos accesorios especiales.

Los restauradores cuentan también con un dispositivo para apertura por falla a tierra, con excepción de los de pequeña capacidad, estos dispositivos de falla a tierra generalmente tienen una sensibilidad de 5 A.



Otra característica del restaurador es la reposición automática, si un restaurador es ajustado para quedar abierto después de su cuarta operación de apertura, pero la falla ha sido despejada después de la primera, segunda o tercera operación, el restaurador se repondrá automáticamente a su posición original y será capaz de llevar a cabo otras operaciones, en el caso de que la falla sea permanente será necesario cerrarlo manualmente.

3.2.3 TIPOS DE RESTAURADORES.

Los restauradores automáticos de distribución pueden clasificarse de la siguiente manera:

- Por el número de fases: Trifásicos y Monofásicos.
- Por el medio de interrupción: Aceite, Vacío y SF₆ (hexafluoruro de azufre).
- Por el medio aislante: Aceite y SF₆ (hexafluoruro de azufre).
- Por el tipo de control: Mecánico, hidráulico, electrónico y microprocesado.

3.3 SECCIONALIZADORES.

Aunque en estricto rigor un seccionalizador no es un dispositivo de protección, dadas sus muy especiales características operativas, lo hacen ser una excelente alternativa para resolver varios problemas que con referencia a la selectividad de un sistema de protecciones, frecuentemente llegan a presentarse durante el desarrollo de un estudio de coordinación de protecciones (3). Al carecer de una característica de operación tiempo-corriente, como el resto de los dispositivos de protección, el seccionalizador simplifica un estudio de coordinación de



protecciones, ofreciendo amplias posibilidades de aplicación con reducidas limitaciones.

El seccionalizador automático es un dispositivo de características similares a las del restaurador, es decir, a través de un control hidráulico y bobinas de serie o electrónico sensibles a las corrientes de falla, secciona bajo condiciones pre-establecidas el tramo de línea fallado. Generalmente los seccionalizadores son usados en serie con restauradores o interruptores de circuito con recierre, para proveer puntos de seccionalización automática. Normalmente un seccionalizador tiene los siguientes componentes:

- Boquillas.
- Tanque.
- Mecanismo de operación.
- Bobina serie.
- Mando de accionamiento.
- Gabinete de control.
- Contactos.
- Dieléctrico (aceite o hexafluoruro de azufre).
- Transformadores de corriente.

Por la forma de control, los seccionalizadores pueden ser del tipo bobina serie (hidráulicos ó secos) y electrónicos (ver Fig. 3-3). Los del tipo seco son monofásicos o pueden tener capacidades en 14.4 KV hasta de 140 amperes. Los de control hidráulico pueden ser monofásicos o trifásicos. Para 14.4 KV llegan a fabricarse con capacidades hasta de 200 amperes. En los seccionalizadores tipo electrónico, la corriente que fluye por el mecanismo de operación es transmitida por los transformadores de corriente tipo dona; existiendo modelos monofásicos y trifásicos. (Ver figura 3-4).



3.3.1 PRINCIPIO DE OPERACIÓN.

El seccionalizador, opera cuando se han completado un número de "conteos" preestablecidos. Para que un "conteo" sea realizado, es necesario cumplir con dos condiciones:

- 1.- Circulación previa de una sobrecorriente igual o mayor a la corriente mínima de operación o conteo.
- 2.- Que dicha sobrecorriente haya sido interrumpida.

Al cumplirse estas dos condiciones y completar sus conteos de ajuste, el seccionalizador abre sus contactos cuando la línea está desenergizada. Esto permite prever puntos de seccionamiento automática a bajo costo, ya que estos dispositivos no cuentan con capacidad interruptiva para las corrientes de falla, ni curvas características de operación tiempo-corriente; aunque si disponen de cierta capacidad de maniobra para operar con corrientes de carga, menores a su capacidad nominal. La corriente mínima de operación ó actuante, generalmente es del 160% de la capacidad nominal del seccionalizador; en seccionalizadores con control electrónico esta corriente tiene un rango de ajuste.

La cantidad de recuentos o "conteos" puede ser ajustada generalmente de 1 a 3. Durante, fallas temporales, donde el número de veces que la sobrecorriente es interrumpida, es menor al número de conteos del seccionalizador, el mecanismo de conteo se repone lentamente a su posición original, olvidando de esta manera los recuentos.

En seccionalizadores con control hidráulico el tiempo de reposición es de aproximadamente un minuto y para los de control electrónico este tiempo es seleccionable.

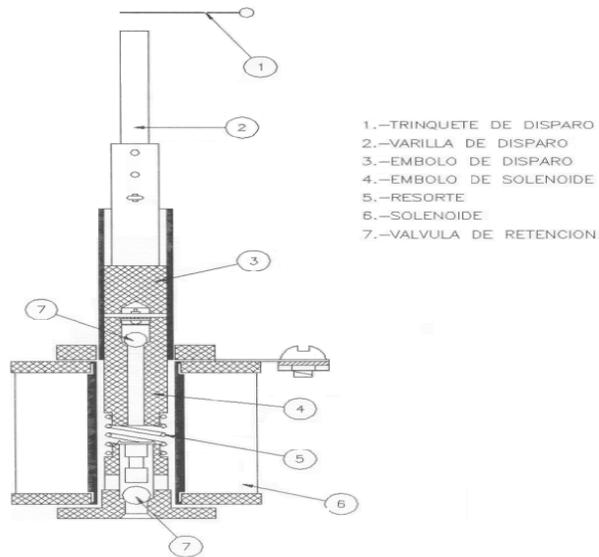


Figura 3.3. Mecanismo hidráulico de un seccionizador.

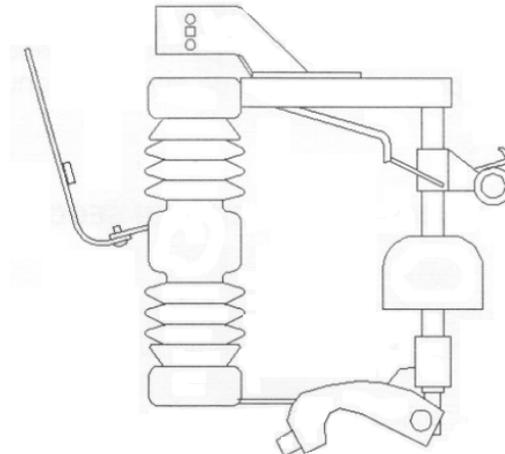


Figura 3.4. Seccionizador monofásico tipo electrónico.

3.4 RELEVADORES.

Los relevadores de protección son dispositivos que identifican condiciones anormales de operación del sistema. Estos son ajustados para operar bajo condiciones de falla, abriendo o cerrando contactos propios o de sus auxiliares, para desconectar automáticamente los interruptores asociados al equipo fallado. Los relevadores proporcionan una indicación de su operación mediante banderas o señales luminosas (4).



Los relevadores auxiliares se utilizan para disparar o bloquear el cierre de algún (os) interruptor(es) y otras funciones de control y alarma.

3.4.1 TIPOS Y CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN DE RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE.

Por sus características de construcción los relevadores de sobrecorriente se pueden clasificar como:

➤ Relevadores electromecánicos (ver Fig. 3.4).

Por su principio de funcionamiento se clasifican en:

- Atracción electromagnética. Se utiliza básicamente en la construcción de relevadores de sobrecorriente instantáneos. Generalmente es un electroimán cuya bobina es alimentada por un transformador de corriente. El émbolo construido de material ferro magnético, es atraído por el flujo en el entrehierro ó mantenido en reposo (restricción) por la acción de un resorte ó gravedad.
 - Inducción electromagnética. El rotor que es un disco, en su flecha se encuentra alojado un contacto móvil, en el armazón del relevador se localiza el contacto fijo. La mayor ó menor separación de los contactos se obtienen ajustando la palanca y por consiguiente el tiempo de operación de los relevadores. Un resorte en forma de espiral, cuyos extremos sé encuentran, fijados a la flecha ó disco y a una sección estática del relevador, proporciona al disco un par de reposición. Cuando el par de reposición del disco es ligeramente menor al par producido por la corriente que alimenta al relevador, el disco se "arranca". Al valor de ésta corriente expresada en amperes es conocido como el "pick-up" del relevador.
- Relevadores estáticos.
- Relevadores digitales ó microprocesados.

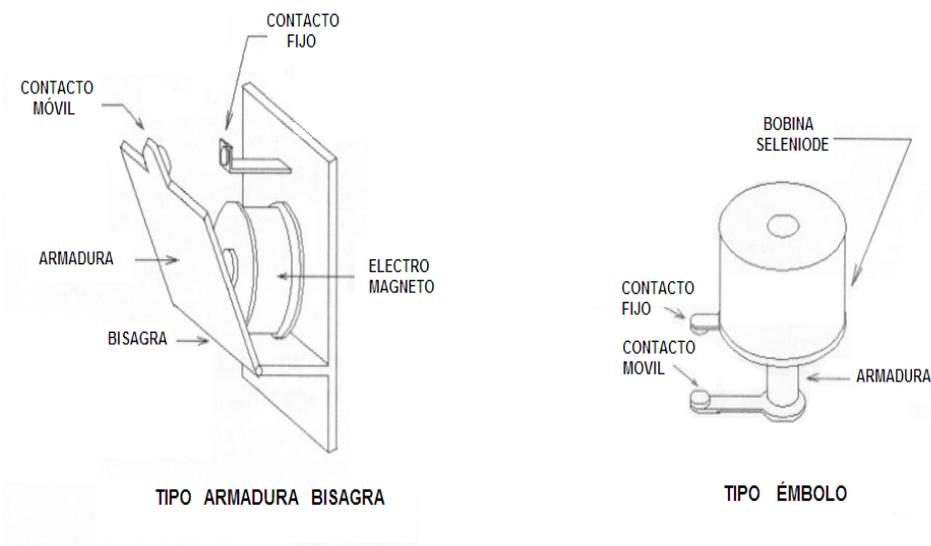


Figura 3.5. Relevador electromecánico.

Por sus características de tiempo de operación pueden ser:

- Relevadores de sobrecorriente instantáneo (50). Este relevador opera en forma casi instantánea para un valor de corriente excesivo, indicando una falla en el aparato o circuito protegido.
- Relevadores de tiempo (51). Este es un relevador con una característica de tiempo definida e inversa, que opera cuando la corriente en el circuito excede un valor determinado, por lo general, a mayor corriente menor tiempo de disparo del relevador.

Por sus características de tiempo-corriente, pueden ser:

- Tiempo definido. Los relevadores con este tipo de curva se aplican donde no existe la necesidad de coordinar con otros dispositivos y en donde la corriente de falla prácticamente no varía entre una condición de máxima y mínima, o bien, entre una falla local y un bus remoto.
- Tiempo inverso. En las instalaciones eléctricas en donde por cambios en la potencia inyectada o modificaciones en los elementos del circuito (conexión y



desconexión de elementos), se presentan cambios importantes en la magnitud de corriente de falla, se recomienda usar relevadores con este tipo de curva.

- Tiempo muy inverso. En instalaciones eléctricas en donde, para fallas pequeñas, existen variaciones de corriente y el tiempo de interrupción es pequeño, o bien, se requiere coordinar con las curvas de fusibles, esta característica resulta adecuada.
- Tiempo extremadamente inverso. Esta característica es recomendable en las redes eléctricas de distribución de las compañías eléctricas, ya que es la que mejor se coordina con restauradores y fusibles de un mismo circuito, que es una aplicación típica de las redes de distribución aéreas.

Por sus características de rango de corriente y forma de conexión, pueden ser:

- Relevadores de sobrecorriente de fase.
- Relevadores de sobrecorriente de neutro.
- Relevadores trifásicos.

CAPITULO 4 HERRAMIENTAS PARA EL ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

En este capítulo, se proporcionan los elementos necesarios para obtener el modelo del sistema de distribución, revisando los cálculos y estudios requeridos para llevar a cabo la coordinación de protecciones. El método empleado para el cálculo de corrientes de corto circuito es el de componentes simétricas.



4.1 RECOPIACIÓN DE DATOS.

El paso inicial para llevar a efecto cualquier estudio en un S.E.P., es recabar los datos característicos de los elementos que lo componen.

En esta sección se define la terminología de las cantidades que intervienen y se mencionan los datos necesarios para efectuar los cálculos y/o los estudios requeridos en la coordinación de protecciones en un sistema de distribución aéreo.

4.1.1 TIPOS DE CANTIDADES.

Para efectos de terminología, en este trabajo monográfico se definen dos tipos de cantidades:

Datos: Son las cantidades básicas a partir de las cuales se calculan o se obtienen los resultados. Son los datos de entrada para efectuar algún cálculo o proceso.

Resultados: Son las cantidades obtenidas a partir de los datos. Son los resultados de cálculos o procesos.

Esta terminología es relativa, ya que los resultados obtenidos de algún estudio son los datos de entrada para otro.

4.1.2 FUENTES DE DATOS.

Las fuentes de datos son:

- Placas de datos de máquinas.
- Diagramas unifilares.
- Bases de datos físicos de tramos de líneas.
- Bases de datos de ajustes de dispositivos.
- Estadísticas de demandas en subestaciones.
- Resultados de cálculos o procesos previos.

El grado de confianza en los resultados de los estudios depende en gran parte de los datos en que se basan, por lo tanto es necesario que estos sean actualizados cada vez que existan cambios en los elementos del sistema de distribución.

4.1.3 DATOS NECESARIOS PARA LOS CÁLCULOS Y ESTUDIOS REQUERIDOS EN LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.

En la tabla 4.1 se indican de manera resumida dependiendo del estudio a realizar, los datos básicos requeridos así como los resultados buscados con cada tipo de estudio.

Por otra parte se señalan en la última columna, las acciones o estudios subsecuentes por realizar, derivados del primer cálculo desarrollado.

TABLA 4.1. Datos necesarios para los cálculos, y estudios requeridos en la coordinación de protecciones.

<u>CÁLCULO O ESTUDIO</u>	<u>ELEMENTO</u>	<u>DATOS BÁSICOS</u>	<u>RESULTADOS</u>	<u>ACCIÓN O ESTUDIO SUBSECUENTE</u>
REPRESENTACIÓN p.u.	MÁQUINAS.	DATOS DE PLACA.	IMPEDANCIAS DE SECUENCIA.	ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO.
	CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN.	DIAGRAMA UNIFILAR.		ESTUDIOS DE FLUJOS DE POTENCIA.
		DATOS FÍSICOS DE LOS DIVERSOS TRAMOS DE LÍNEA.		
CORTO CIRCUITO.	MÁQUINAS.	DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS EN p.u. IMPEDANCIAS DE SECUENCIA EN p.u. EQUIVALENTES DE THÉVENIN DEL SISTEMA EN p.u.	CORRIENTES Y VOLTAJES DE CORTO CIRCUITO EN LOS DIVERSOS PUNTOS.	ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.
	LÍNEAS.			VERIFICAR CAPACIDAD INTERRUPTIVA.
	SISTEMA.	TIPOS DE FALLAS.		ESTUDIOS DE REDES DE TIERRAS.

TABLA 4.1. Continuación.

<u>CÁLCULO O ESTUDIO</u>	<u>ELEMENTO</u>	<u>DATOS BÁSICOS</u>	<u>RESULTADOS</u>	<u>ACCIÓN O ESTUDIO SUBSECUENTE</u>
COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.	TC.s.	MARCA, TIPO, CLASE, RTC AJUSTADA, RTCs. DISPONIBLES.	RTC RECOMENDADA.	INDICA SI SE TIENE O NO UNA ADECUADA

	RELEVADORES	MARCA, TIPO, CARACTERÍSTICA(S) DE OPERACIÓN, AJUSTES ACTUALES Y RANGOS DISPONIBLES.	AJUSTES: TAP, PALANCA, INSTANTÁNEO.	COORDINACIÓN DE DISPOSITIVO PARA PROTECCIONES.
	FUSIBLES	MARCA, TIPO, CAPACIDAD Y CURVA CARACTERÍSTICA.	MARCA, TIPO, CAPACIDAD, CURVA DEL FUSIBLE ADECUADO.	
	RESTAURADORES	MARCA, TIPO, RANGO DE CAPACIDADES, SECUENCIA DE OPERACIONES, DATOS DEL DISPOSITIVO PARA FALLAS A TIERRA.	CAPACIDAD, SECUENCIA DE OPERACIONES.	
	TRANSFORMADORES	MVA-NOMINALES, VOLTAJES, IMPEDANCIAS EN p.u. CONEXIÓN.	CURVA ANSI DE SOBRECARGA, CARGA CONEXIÓN FRÍA, IN-RUSH.	
	SECCIONALIZADORES	MARCA, TIPO, CAPACIDAD Y AJUSTE.	CAPACIDAD, SECUENCIA.	
	CARGA.	CARGA MÁXIMA NORMAL, CARGA MÁXIMA EN EMERGENCIAS.		
		CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO EN LOS PUNTOS DE INTERÉS.	TIEMPOS DE LIBRAMIENTO DE FALLAS.	
	CRITERIOS DE COORDINACIÓN.			

4.2 MODELADO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.

En la presente sección se definirá la forma de representar cada componente del sistema de distribución, de tal manera que puedan llevarse a cabo los estudios requeridos para la coordinación de protecciones.

4.2.1 REPRESENTACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.

El sistema de distribución puede ser representado por medio de un diagrama unifilar en el cual se muestra la conectividad que existe entre los diversos componentes del sistema.

Para llegar a dicho diagrama unifilar se parte de lo siguiente:

Se tiene un sistema trifásico, en donde su fuente es perfectamente balanceada, así como la carga; también son iguales las impedancias del equivalente del sistema y líneas conectadas a las tres fases, de tal forma que un conductor imaginario entre el neutro de la fuente y el neutro de la carga lleve una corriente de 0 Amperes.

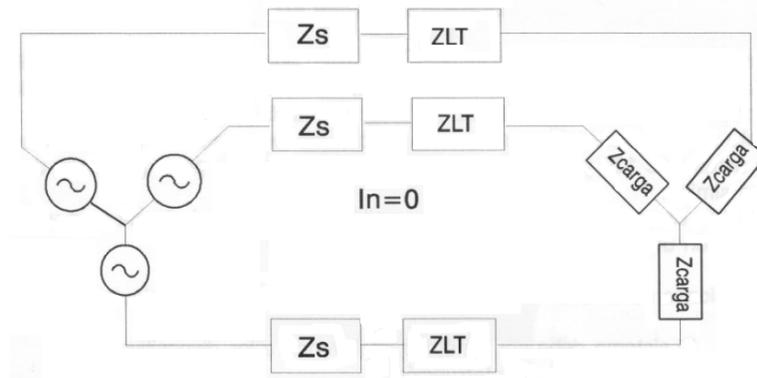


Figura 4.1. Diagrama trifásico.

Bajo estas condiciones el sistema puede ser representado por cualquiera de las siguientes dos figuras:

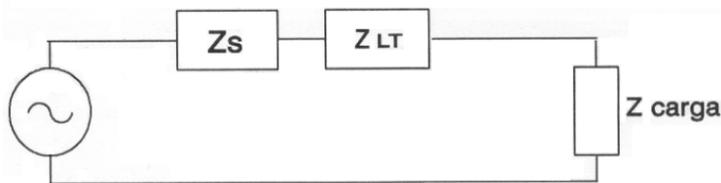


Figura 4.2. Circuito monofásico equivalente.

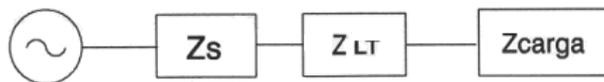


Figura 4.3. Diagrama Unifilar.

La figura 4.2 es conocida como circuito monofásico equivalente, ésta es muy útil ya que la solución a las ecuaciones de una sola malla es más fácil de obtener que las correspondientes para la red trifásica. Para determinar la solución completa, solamente es necesario estar conscientes de que las respuestas en las otras fases estarán desfasadas 120 y 240 grados de la fase de referencia, pero que serán de



magnitud similar. La figura 4.3 es conocida como diagrama unifilar, siendo esta la forma más usual de representación de los sistemas eléctricos.

Las restricciones para llevar a cabo estas consideraciones son las siguientes:

- 1.- El sistema debe ser simétrico, incluyendo a los dispositivos de seccionalización e interrupción.
- 2.- Si el sistema pierde simetría en alguna de las fases, es necesario utilizar otra herramienta para su análisis y solución.

4.2.2 COMPONENTES SIMÉTRICAS.

El método de componentes simétricas permite calcular la respuesta a cualquier condición de desbalance en un sistema trifásico por medio de un artificio que descompone el sistema desbalanceado en tres sistemas balanceados, siendo la solución la suma de las respuestas de los tres sistemas balanceados (1).

En 1918, C. L. Fortescue propuso que la solución a un sistema desbalanceado de n fasores puede ser resuelto en términos de $n-1$ sistemas balanceados de diferentes secuencias de fase y un sistema de secuencia cero. De esta definición se infiere que el sistema de secuencia cero es aquel en el cual todos los fasores son de igual magnitud y ángulo, esto es, son idénticos.

En el caso de un sistema trifásico, $n=3$, el sistema puede ser resuelto en términos de 2 sistemas balanceados de diferente secuencia y un sistema de secuencia cero. Con el fin de poder relacionar los fasores entre sí, se utiliza el operador a , cuya función es adelantar 120 grados en el tiempo el fasor al que se aplique:

$$\begin{aligned} a &= 1 < 120^\circ & a &= -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \\ a^2 &= 1 < 240^\circ & a^2 + a + 1 &= 0 \\ a^3 &= 1 < 0^\circ & a^4 &= a \end{aligned}$$

Las expresiones matemáticas para los tres fasores desbalanceados en función de los tres sistemas balanceados son:

$$V_A = V_0 + V_1 + V_2$$

$$V_B = V_0 + a^2V_1 + aV_2$$

$$V_C = V_0 + aV_1 + a^2V_2$$

Las componentes de secuencia positiva (1), negativa (2) y cero (0) de los vectores de cualquier fase, siempre conservan la relación indicada en el diagrama fasorial de la figura 4.4.

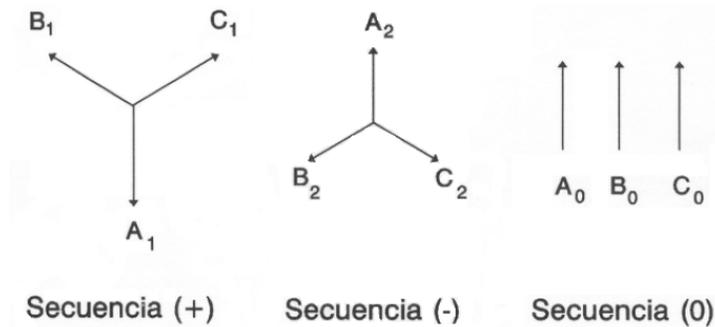


Figura 4.4. Componentes Simétricas.

Resolviendo para las componentes simétricas, se tiene:

$$V_0 = \frac{1}{3}(V_A + V_B + V_C)$$

$$V_1 = \frac{1}{3}(V_A + aV_B + a^2V_C)$$

$$V_2 = \frac{1}{3}(V_A + a^2V_B + aV_C)$$

Para relacionar estas cantidades en forma matricial, se introduce una matriz de transformación A igual a:

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad \text{La matriz inversa de A será: } A^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}$$

Las ecuaciones de transformación para voltajes en forma matricial son:



$$[V_{012}] = [A]^{-1} \times [V_{abc}] \quad ; \quad [V_{abc}] = [A] \times [V_{012}]$$

Al conocer los valores de secuencia de un sistema eléctrico, se hace posible la construcción de las redes de secuencia para todo el sistema. La red de secuencia puede ser un circuito en donde es posible ver todas las trayectorias posibles para la circulación de la corriente, de esa secuencia, en el sistema.

La red de secuencia positiva tiene una fuente de voltaje, el cual normalmente es igual al voltaje nominal del sistema. Esta fuente representa los voltajes internos de los generadores del sistema, dado que éstos están diseñados para generar tensiones balanceadas (de secuencia positiva), para el caso del sistema de distribución, esta fuente representa el equivalente de Thévenin del sistema generación – transmisión - subtransmisión en el bus de la subestación (puede ser lado alta o baja tensión, según las necesidades de cálculo para un caso particular).

Dado que las impedancias de secuencia positiva y negativa son las mismas en los elementos pasivos de un sistema (líneas y transformadores), la conversión de la red de secuencia positiva a la red de secuencia negativa se lleva a cabo solamente omitiendo la fuente de voltaje. En vista de que todos los neutros de un sistema trifásico simétrico están al mismo potencial cuando circulan corrientes trifásicas equilibradas, todos los neutros deben estar al mismo potencial para las corrientes de secuencia positiva o para secuencia negativa. Por lo tanto, el neutro de un sistema trifásico simétrico es el potencial de referencia lógico para determinar las caídas de voltaje de secuencia positiva y negativa, y es el bus de referencia para las redes de secuencia positiva y negativa (ver Figura 4.5).

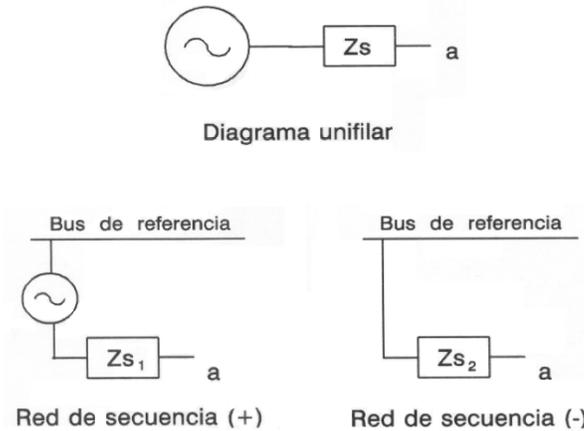


Figura 4.5. Diagramas de secuencia positiva y negativa.

En lo que se refiere a las corrientes de secuencia cero, un sistema trifásico opera como monofásico, ya que éstas tienen la misma magnitud y ángulo de fase en cualquier punto en todas las fases del sistema. Entonces, las corrientes de secuencia cero circularán solamente si existe un camino de retorno por el cual pueda completarse el circuito. El bus de referencia para las tensiones de secuencia cero es el potencial de tierra en el punto especificado del sistema. Para ilustrar esta situación, enseguida se observa como representar las impedancias de secuencia cero de máquinas conectadas en Y (ver Figura 4.6).

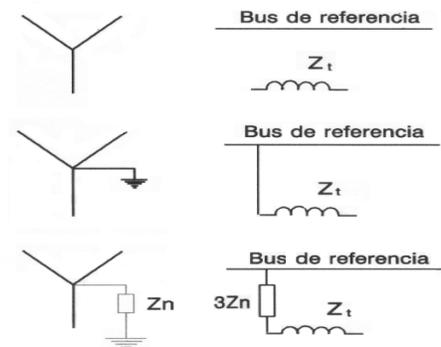


Figura 4.6. Redes de secuencia cero para conexiones estrella (Y).



4.2.3 MÉTODO POR UNIDAD.

Este es el método de representación de impedancias más conocido y utilizado universalmente. Básicamente, el valor en por unidad de una cierta cantidad es una conversión de su valor a una cantidad más pequeña para simplificar los cálculos, en donde tanto la impedancia equivalente del sistema como las impedancias de los demás componentes son convertidas a una base común de MVA. Esto nos permite la combinación de elementos de circuito en una red donde pueden estar presentes diferentes niveles de voltaje, eliminando la necesidad de hacer las conversiones de unidades para los parámetros obtenidos en cada nivel de voltaje. También las impedancias de equipos eléctricos usualmente son dadas por los fabricantes en por unidad o en por ciento.

$$\text{Cantidad p.u.} = \frac{\text{Cantidad(actual)}}{\text{Cantidad(base)}}$$

Para determinar el valor en p.u. de cualquier cantidad eléctrica, es necesario fijar los valores base para hacer las referencias correspondientes. Hay cuatro cantidades base en el sistema por unidad: MVA, KV, Ohms y Amperes, que están relacionadas de tal forma que la selección de dos de ellas determina los valores base de las otras dos. En compañías como la Comisión Federal de Electricidad (CFE), es práctica común seleccionar como base 100 MVA (3), ya que esto simplifica los cálculos, además se seleccionan los KV base, estos son los nominales de la parte del sistema en que está conectado el elemento, de ellos se derivan las demás cantidades base como impedancia y corriente. Antes de combinar impedancias es indispensable expresarlas en términos de los MVAs bases comunes y que ellas estén conectadas a un sistema que tenga un nivel de voltaje igual a los KV base, es decir, expresarlas en valores p.u. que tengan las mismas bases. Las fórmulas básicas para las cantidades eléctricas en por unidad son las siguientes:

$$\text{Volts p.u.} = \frac{\text{Volts(actuales)}}{\text{Volts(base)}} \quad ; \quad \text{Amperes p.u.} = \frac{\text{Amperes(actuales)}}{\text{Amperes(base)}}$$



$$\text{MVA p.u.} = \frac{\text{MVA}(\text{actuales})}{\text{MVA}(\text{base})} \quad ; \quad \text{Ohms p.u.} = \frac{\text{Ohms}(\text{actuales})}{\text{Ohms}(\text{base})}$$

Los valores que se derivan de las cantidades bases trifásicas son:

$$\text{Amperes Base} = \frac{\text{MVA}(\text{base}) \times 10^3}{\sqrt{3} \times \text{KV}(\text{base})} \quad ; \quad \text{Ohms Base} = \frac{(\text{KV}_{\text{BASE}})^2}{\text{MVA}_{\text{BASE}}}$$

En la práctica, a veces es conveniente convertir directamente de cantidades en Ohms a Ohms por unidad sin determinar primero los valores base de Ohms, esto puede llevarse a cabo utilizando la siguiente expresión:

$$\text{Ohms p.u.} = \frac{\text{Ohms}(\text{actuales}) \times \text{MVA}_{\text{BASE}}}{(\text{KV}_{\text{BASE}})^2}$$

Para convertir valores en p.u. a otras nuevas bases, es necesario utilizar:

$$Z_n = \left(\frac{\text{KV}_v}{\text{KV}_n} \right)^2 \left(\frac{\text{MVA}_n}{\text{MVA}_v} \right)$$

Donde las cantidades con subíndice *n* son las correspondientes a las nuevas bases, mientras que las cantidades con subíndice *v* son las que corresponden a las bases anteriores.

4.2.4 MODELOS DE COMPONENTES DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.

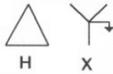
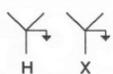
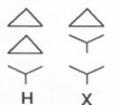
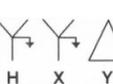
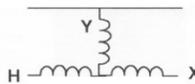
4.2.4.1 TRANSFORMADORES.

Para obtener el modelo de un transformador, es necesario determinar dos cuestiones:

- 1.- Representación en redes de secuencia. Para esto se requiere conocer el tipo de conexión de los devanados del transformador.
- 2.- Cálculo de los parámetros. Básicamente, lo que se necesita conocer es la impedancia equivalente (o reactancia). La representación de la impedancia del

transformador en redes de secuencia puede obtenerse de la tabla 4.2, la cual se muestra a continuación:

Tabla 4.2. Circuitos equivalentes de secuencias de transformadores.

CONEXIONES	SECUENCIA CERO	SEC. (+) y (-)
 H X	 H X	
 H X	 H X	
 H X	 H X	 H X
 H X Y	 H X	

El por ciento de impedancia de un transformador es la relación que existe entre el voltaje reducido aplicado en la prueba de corto circuito y el voltaje nominal del transformador, expresando dicha relación en porcentaje. Este dato debe estar contenido en la placa del transformador. Esta cantidad está expresada con base en los MVA y KV nominales del transformador, por lo que es necesario convertir esos valores a las bases previamente seleccionadas de MVA y KV del sistema de distribución. Se considera que la magnitud de las 3 impedancias de secuencia de transformadores es la misma y que ésta no tiene componente resistiva, es decir, los transformadores se consideran como una reactancia. Estrictamente hablando, se considera de esa forma para simplificar el modelo eléctrico del transformador y los cálculos a efectuar.

4.2.4.2 LÍNEAS AÉREAS.

Hay cuatro parámetros que afectan el comportamiento de una línea: resistencia serie, inductancia serie, capacitancia paralelo y conductancia paralelo.

Para propósitos de representación de líneas aéreas en los estudios de corto circuito y coordinación de protecciones, solamente se consideran los parámetros



correspondientes a la impedancia serie, entonces, se podrá modelar la línea si conocemos la impedancia serie de ella para las diferentes secuencias.

4.2.4.2.1 IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA DE LÍNEAS AÉREAS.

La secuencia de fases del voltaje aplicado a una línea no hace diferencia, ya que las caídas de voltaje son las mismas con secuencia **a-b-c** que con secuencia **a-c-b**. Entonces, las impedancias de secuencia positiva Z_1 y negativa Z_2 de una línea son exactamente la misma:

$$Z_1 = Z_2 = R_1 + j X_1 \quad \text{Ohms / fase}$$

La resistencia de secuencia positiva R_1 de la línea depende de:

- Tipo y calibre de conductor.
- Temperatura de operación.
- Corriente de carga.
- Frecuencia de operación.

A esta resistencia comúnmente se le denomina r_a y se obtiene directamente de las tablas de conductores.

La reactancia inductiva de secuencia positiva X_1 está formada por dos términos:

$$X_1 = X_a + X_d; \text{ Donde:}$$

X_a = Reactancia inductiva propio del conductor, depende de:

- Tipo y calibre de conductor.
- Frecuencia de operación.

El valor de esta reactancia se obtiene directamente de las tablas de conductores, o bien puede calcularse con la siguiente expresión:

X_d : Reactancia inductiva por espaciamento en Ohms / milla, determinada por:

$$X_a = 0.2794 \log (1 / \text{RMG})$$

Donde RMG es el radio medio geométrico del conductor expresado en pies (esta cantidad también se obtiene de las tablas de conductores).



X_d : Reactancia inductiva mutua entre conductores y depende solamente de la disposición geométrica que tienen los conductores, no del tipo y calibre de conductores. Se calcula por medio de la siguiente expresión:

$$X_d = 0.2794 \log DMG \quad \text{Ohms / milla}$$

Donde DMG es la distancia media geométrica entre conductores expresada en pies, calculándose ésta para un tramo de línea trifásica por medio de:

$$DMG = \sqrt[3]{d_{ab} \times d_{bc} \times d_{ca}} \quad \text{Pies}$$

En resumen, la reactancia inductiva de secuencia positiva puede calcularse por medio de la siguiente expresión:

$$X_1 = 0.2794 \log (DMG / RMG) \quad \text{Ohms / millas}$$

Donde, tanto DMG como RMG deben expresarse en pies.

4.2.3.2 IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO PARA LÍNEAS AÉREAS.

La impedancia de secuencia cero de la línea depende de los factores que se mencionaron para la impedancia de secuencia positiva y adicionalmente de:

- Número y disposición de hilos de guarda.
- Impedancia mutua entre hilos de guarda y conductores de fase.
- Resistividad del terreno, ya que, la secuencia cero involucra trayectorias de retorno por tierra de las corrientes de desbalance, por lo cual la impedancia de secuencia cero de la línea considera la existencia de un conductor imaginario localizado justo por debajo de los conductores aéreos y enterrado en el piso a una cierta profundidad, la cual dependerá de la resistividad promedio del terreno.

La impedancia de secuencia cero de una línea aérea se obtiene utilizando la siguiente expresión:

$$Z_0 = Z_{0a} - \frac{(Z_{0ag})^2}{Z_{0g}} \quad ; \quad \text{Donde:}$$

Z_{0a} : Impedancia de secuencia cero propia de los conductores de fase.



Z_{0ag} : Impedancia de secuencia cero mutua entre los conductores de fase y los hilos de guarda.

Z_{0g} : Impedancia de secuencia cero propia de los hilos de guarda.

Impedancia de secuencia cero propia de los conductores de fase:

$$Z_{0a} = r_a + r_e + j (X_a + X_e - 2 X_d)$$

Donde:

r_a : Resistencia de secuencia positiva del conductor.

r_e : Resistencia de secuencia cero del conductor en función de la frecuencia.

X_a : Reactancia inductiva propia del conductor.

X_e : Reactancia inductiva de secuencia cero en función de la resistividad del terreno y de la frecuencia.

X_d : Reactancia inductiva mutua entre conductores.

Impedancia de secuencia cero propia de los hilos de guarda:

$$Z_{0g} = \frac{3}{n} r_{ag} + r_e + j \left[X_e + \frac{3X_{ag}}{n} - \frac{3(n-1)X_d}{n} \right] \text{ Ohms / millas}$$

Donde:

r_{ag} , X_{ag} : Resistencia y reactancia inductiva propias del hilo de guarda, (estos valores se toman de las tablas de conductores).

r_e , X_e : Ya definidas para Z_{0a} .

X_{dg} : Reactancia inductiva mutua entre los hilos de guarda.

n : Número de hilos de guarda.

Para líneas con un hilo de guarda:

$$Z_{0g} = 3r_{ag} + r_e + j (X_e + 3 X_{ag})$$

Para líneas con dos hilos de guarda:

$$Z_{0g} = \frac{3r_{ag}}{2} + r_e + j \left(X_e + \frac{3X_{ag}}{2} - \frac{3X_{dg}}{2} \right) \text{ Ohms / millas}$$

Impedancia de secuencia cero mutua entre conductores de fase e hilos de guarda:

$$Z_{0g} = r_e + j (X_e - 3X_d) \quad \text{Ohms / millas}$$

Donde:

r_e , X_e : Ya definidos anteriormente.

X_d : Reactancia de secuencia cero debida al espaciamiento entre los conductores de fase y los hilos de guarda.

$$X_d = 0.2794 \log DMG$$

$$DMG = \sqrt[3]{d_{ag1}d_{bg1}d_{cg1} \dots d_{agn}d_{bgn}d_{cgn}} \quad \text{Pies}$$

4.2.5 REPRESENTACIÓN EN P.U.

Para representar los elementos de un sistema de distribución en por unidad, se sigue la siguiente secuencia:

- 1.- Seleccionar los MVA base.
- 2.- Determinarlos voltajes base (estos son los voltajes nominales de cada uno de los devanados de transformadores, de hecho, la relación de vueltas de los devanados de los transformadores es lo que nos da el valor del voltaje base en cada uno de los diferentes niveles de voltaje del sistema).
- 3.- Calcular la impedancia base en cada nivel de voltaje del sistema.
- 4.- Calcular los valores en Ohms de las impedancias de secuencia de líneas.
- 5.- Obtener los valores de impedancias de secuencia de líneas en p.u.
- 6.- Calcular la(s) impedancia(s) de transformadores a las bases seleccionadas. Normalmente se utiliza la Impedancia a la capacidad OA.
- 7.- Elaborar los circuitos equivalentes monofásicos del sistema para cada red de secuencia.

4.3 ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO.

Con los estudios de corto circuito se determinan las corrientes de falla, aportaciones y voltajes en los diversos puntos del sistema.

La evaluación de corrientes de corto circuito en las diversas partes del sistema nos permite determinar lo siguiente:

- 1) Conocimiento de los valores de corriente de falla a través de cualquier elemento del sistema para analizar su comportamiento bajo esas condiciones.
- 2) Verificar si la capacidad interruptiva de los interruptores, restauradores y cortacircuitos es la adecuada.
- 3) Selección de capacidades y ajuste de los dispositivos de protección como relevadores, fusibles, restauradores.
- 4) Dimensionamiento de los conductores de la red de tierras de la subestación para minimizar los riesgos del personal, que pudiera estar en contacto con aparatos y equipos conectados a dicha red, durante la ocurrencia de fallas de fase a tierra.

4.3.1 TEORÍA BÁSICA.

En la figura 4.7 se observa el equivalente monofásico de un sistema eléctrico alimentando una carga en condiciones normales. La impedancia de la carga es muy grande comparada con la impedancia equivalente del sistema y de la línea de alimentación, por lo cual la corriente de carga normal es baja (varios cientos de amperes).

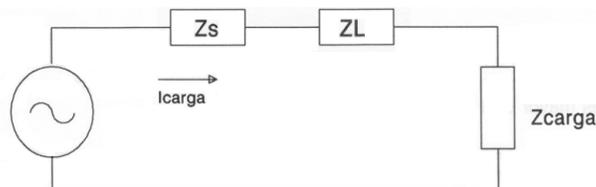


Figura 4.7. Circuito equivalente del sistema en condiciones normales.

Al ocurrir un corto circuito, la impedancia conectada a la fuente en el punto de falla disminuye a una magnitud más pequeña comparada con la de carga normal y

como resultado la corriente que fluye en estas circunstancias es una corriente elevada (normalmente varios miles de amperes), esta corriente se denomina corriente de corto circuito. Se puede ver en la figura 4.8 que lo que limita a la corriente de corto circuito son las impedancias equivalente de fuente y la impedancia de la línea de alimentación, entonces, en principio, para obtener el valor de la corriente de corto circuito es necesario dividir el voltaje que había en el sistema justo antes de ocurrir la falla) entre la impedancia equivalente de Thévenin hasta el punto donde se localiza la falla.

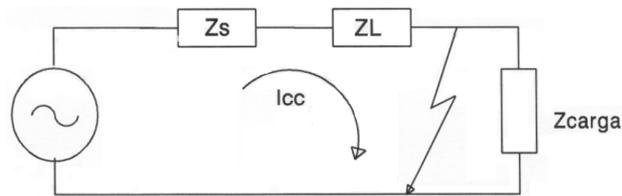


Figura 4.8. Circuito equivalente del sistema al ocurrir una falla.

Durante los primeros ciclos de ocurrencia de la falla, es necesario considerar el fenómeno transitorio debido a un circuito RL, ya que al ocurrir la falla, la impedancia cambia de una cuya componente resistiva es mayor que la componente reactiva a otra cuya componente reactiva es mayor que la resistiva. Esto produce una respuesta de corriente amortiguada en el tiempo, lo cual se traduce en una corriente de magnitud mayor durante varios ciclos (lo que dura el efecto transitorio del circuito RL), para después reducir su magnitud a la correspondiente al régimen permanente.

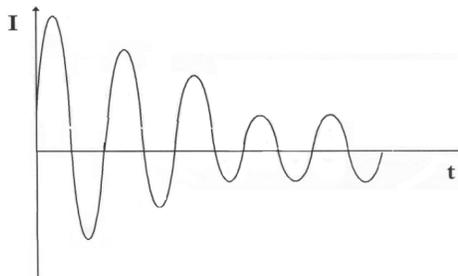


Figura 4.9. Gráfica de la corriente de corto circuito.

Como se observa en la figura 4.9, la gráfica de la corriente de corto circuito en los primeros ciclos no es simétrica respecto al eje del tiempo, esto se presenta



cuando en el momento de ocurrencia de la falla la onda de voltaje no pasa por su valor máximo; bajo esta condición, siempre el efecto será una onda de corriente con asimetría respecto al eje del tiempo, la asimetría será mayor cuanto el instante en que ocurre la falla se aleje del pico de la onda de voltaje y se acerque al tiempo en que el voltaje pase por cero, estrictamente hablando, el punto de máxima asimetría depende de la relación X/R de la impedancia equivalente de Thévenin del sistema en el punto de falla. También se observa que durante los primeros ciclos la corriente tiene una mayor magnitud, esto se debe a que la reactancia de los generadores varía al cambiar las condiciones del circuito que alimenta de impedancia de carga normal a impedancia de falla, esto causa una respuesta dinámica del generador la cual se traduce en el cambio de la magnitud de su reactancia durante los primeros ciclos de ocurrencia de falla. Es práctica común considerar que los generadores presentan 3 reactancias, de acuerdo al tiempo en que se lleve a cabo el análisis:

- X_d'' Reactancia subtransitoria (primeros 3 ciclos).
- X_d' Reactancia transitoria (de 3 a 8 ciclos).
- X_s Reactancia síncrona (más de 8 ciclos).

En resumen, hay que considerar el efecto de asimetría de la corriente de corto circuito para determinar el comportamiento de los dispositivos de protección de alta velocidad que operan en 3 ciclos o menos. En los estudios de corto circuito se obtienen valores simétricos de corriente, entonces para los primeros ciclos de la falla, la magnitud de la corriente debe afectarse por el factor de asimetría, o bien, elaborar los estudios de corto circuito con las reactancias subtransitorias.



4.3.2 DATOS REQUERIDOS PARA EL ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO.

Los datos que es necesario conocer para llevar a cabo estudios de corto circuito son:

- Equivalentes de Thévenin del sistema generación – transmisión - subtransmisión (generalmente en el bus de alta tensión de la subestación). Estos equivalentes deben ser de secuencia positiva y secuencia cero, en por unidad, quedando a criterio del analista si se utilizan los equivalentes a máxima y mínima generación o solamente los equivalentes a máxima generación, esto en el caso en que no exista una variación sustancial entre ellos.

- Diagramas de secuencia del sistema de distribución conteniendo:

- Las impedancias equivalentes de Thévenin en el bus de alta tensión de la subestación.
- Las impedancias de transformador(es) y líneas en el lado de bajo voltaje en por unidad, además, la forma en que están interconectados en las redes de secuencia, esto depende del tipo de falla a calcular.

- Tipo de fallas a calcular. Normalmente, sólo se efectúan estudios de corto circuito para calcular fallas trifásicas y de una fase a tierra. La falla trifásica porque es la que proporciona las corrientes de corto circuito de mayor magnitud en la mayoría de nodos a analizar.

La falla de fase a tierra generalmente es la de menor magnitud, (excepto en los buses donde están conectados transformadores en Y con neutro aterrizado). En ocasiones la magnitud de la corriente de falla de fase a tierra es menor que la corriente de carga normal del circuito, sobre todo cuando involucra la existencia de arco; pero también esta falla es la que ocurre con mayor frecuencia en cualquier sistema eléctrico. Las magnitudes de las corrientes que se obtienen en los otros tipos de falla, (falla de fase a fase, falla de dos fases a tierra), están comprendidas en el rango entre la falla trifásica y la falla monofásica.

Para determinar cómo se interconectan las redes de secuencia para distintos tipos de falla, es necesario seguir los siguientes pasos:

- 1.- Dibujar un diagrama trifilar mostrando todas las conexiones de los conductores de fase en el punto de la falla, como se muestra en las figuras 4.10 y 4.11. Identificando todas las corrientes, voltajes e impedancias; se debe tener especial cuidado en anotar las direcciones y polaridades. Se considera que la carga consiste de impedancias balanceadas y que las corrientes de falla fluyen del sistema hacia el punto fallado.
- 2.- Escribir las ecuaciones que relacionan las corrientes en la falla y los voltajes de acuerdo con el tipo de falla a considerar.
- 3.- Efectuar la transformación de corrientes y/o voltajes del sistema a-b-c al sistema 0-1-2 mediante el uso de la matriz de transformación A.
- 4.- Observar las corrientes de secuencia para determinar las conexiones apropiadas de las terminales de las redes de secuencia que satisfagan lo mencionado en el paso 3.
- 5.- Revisar los voltajes de secuencia para determinar la conexión de las terminales restantes de las redes de secuencia, añadiendo impedancias como sea requerido para satisfacer lo mencionado en los puntos 3 y 4.

1) Falla trifásica.

Paso 1:

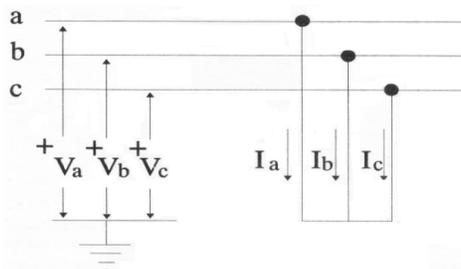


Figura 4.10. Voltajes y corrientes en el punto de falla trifásica.

Paso 2:

$$|I_{\text{falla}}| = |I_a| = |I_b| = |I_c|$$
$$I_b = a^2 I_a$$
$$I_c = a I_a$$

Paso 3. Ecuación de Transformación:

$$[I_{012}] = [A]^{-1} \times [I_{abc}]$$

En forma desarrollada:

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \rightarrow \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} I_a + I_b + I_c \\ I_a + aI_b + a^2I_c \\ I_a + a^2I_b + aI_c \end{bmatrix}$$

Sustituyendo:

$$I_a + I_b + I_c = 0$$

$$I_a + aI_b + a^2I_c = I_a + a^3I_a + a^3I_a = 3I_a$$

$$I_a + a^2I_b + aI_c = I_a(1 + a + a^2) = 0$$

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 0 \\ 3I_a \\ 0 \end{bmatrix} \quad \begin{array}{l} I_0 = 0 \\ |I_1| = |I_a| = |I_b| = |I_c| \\ I_2 = 0 \end{array}$$

2) Falla de una fase a tierra con resistencia.

Paso 1:

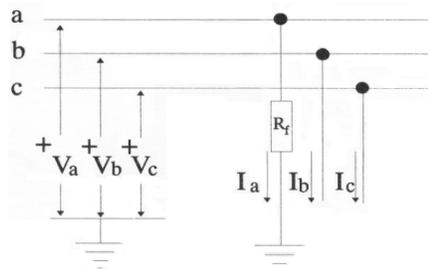


Figura 4.11. Voltajes y corrientes en el punto de falla de fase a tierra a través de resistencia.

Paso 2.

$$I_a = I_{Falla}$$

$$I_b = 0$$

$$I_c = 0$$



$$V_a = R_f I_a$$

Paso 3.

Ecuación de transformación:

$$[I_{012}] = [A]^{-1} \times [I_{abc}]$$

En forma desarrollada:

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_a \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Multiplicando las matrices del lado derecho de la ecuación:

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} I_a \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix}$$

Se observa que todas las corrientes de secuencia son iguales, por lo tanto, las redes de secuencia para este tipo de falla deben estar conectadas en serie.

También, de la figura se tiene que:

$$V_a = R_f I_a = 3R_f I_{a1} \quad \text{y puede expresarse como:} \quad V_{a0} + V_{a1} + V_{a2} = 3R_f I_{a1}$$

Esto implica que se tiene que añadir una impedancia, externa igual a $3R_f$ en el circuito de las 3 redes de secuencia conectadas en serie, como se ilustra posteriormente en la figura 4-12.

Las corrientes de secuencia serán:

$$I_0 = I_1 = I_2 = \frac{V_{th}}{Z_0 + Z_1 + Z_2 + 3R_f}$$

Suponiendo $V_{th} = 1.0$ p.u., la corriente de falla de fase a tierra es:

$$I_{falla} = I_a = 3I_0 = \frac{3}{Z_0 + Z_1 + Z_2 + 3R_f}$$

Considerar o no la existencia de la resistencia de falla R_f en el cálculo de las corrientes de falla a tierra, depende del uso que se dará a los resultados del estudio de corto circuito en los estudios de coordinación de protecciones:

Si se requiere determinar la sensibilidad (mínima corriente para operar) del dispositivo de protección, entonces es necesario considerar la existencia de la resistencia de falla, usualmente se considera que ésta varía desde 10 hasta 100 Ohms en circuitos de distribución.

Por otro lado, si lo que se requiere es ajustar el tiempo de operación del dispositivo de protección con el fin de coordinarlo con otro, entonces la falla debe considerarse como sólida (sin resistencia de falla).

4.3.3 CONSIDERACIONES PARA LOS DISTINTOS TIPOS DE FALLA.

Para el caso en que se desee efectuar cálculos de corto circuito en los diversos nodos de un circuito de distribución, es recomendable entonces obtener el equivalente de Thévenin en el bus de baja tensión de la subestación y de ahí partir para la elaboración de diagramas de secuencia, considerando solamente las impedancias de los tramos de línea propios del circuito y las impedancias equivalentes del sistema.

A continuación, se muestran las diversas formas de interconexión de las redes de secuencia para los distintos tipos de falla y las cantidades que intervienen en cada caso (ver figura 4.12).

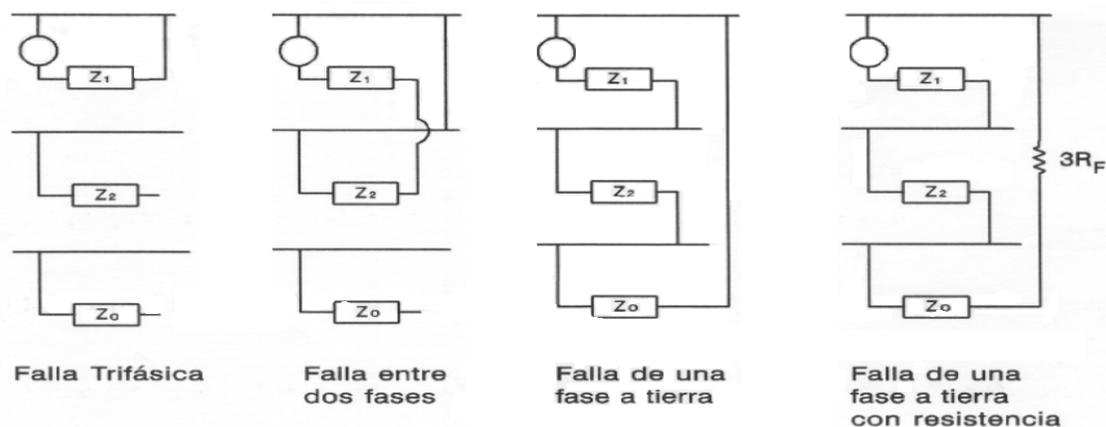


Figura 4.12. Interconexión de las redes de secuencia para distintos tipos de falla.



Impedancias que intervienen según el tipo de falla:

- Fallas trifásicas $Z_{CC3f}=Z_1$
- Falla entre dos fases $Z_{\emptyset\emptyset}=Z_1+Z_2$
- Falla de una fase a tierra $Z_{\emptyset-T}=Z_1+Z_2+Z_0$
- Falla de una fase a tierra con resistencia $Z_{\emptyset-T}=Z_1+Z_2+Z_0+3R_f$



CAPITULO 5

CRITERIOS DE COORDINACIÓN Y APLICACIÓN DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.

En el presente capítulo, con los conceptos y herramientas descritas en los capítulos anteriores, se describen brevemente algunos de los criterios aplicables a la protección de redes de distribución. De igual manera se definen los arreglos de coordinación de las protecciones de sobre-corriente más comunes en los sistemas de distribución. También se realiza la coordinación de protecciones contra sobre-corriente del circuito Xul-5250 Francisco Villa.

5.1 CRITERIOS DE APLICACIÓN DE PROTECCIONES EN REDES DE DISTRIBUCIÓN.

A diferencia de las subestaciones donde prácticamente la totalidad de las fallas son de naturaleza permanente, en las redes de distribución un alto porcentaje de los disturbios que se presentan son de naturaleza transitoria.

Las excepciones a este comportamiento son las redes de distribución subterránea, donde la totalidad de las fallas son de naturaleza permanente.

Bajo estas premisas y considerando las características de los equipos de protección utilizados en sistemas de distribución, puede establecerse que existen fundamentalmente dos tipos de dispositivos de protección para sistemas de distribución, en función de la naturaleza de una falla.

5.2 DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN CONTRA FALLAS PERMANENTES.

Son aquellos que por sus características de operación, requieren ser reemplazados o restablecidos para reenergizar un elemento del sistema que se ha visto sometido a una falla.

Este tipo de dispositivos reaccionan desconectando del sistema, la porción dañada independientemente de que la falla haya sido de naturaleza transitoria o permanente.



Es decir, su operación implica una interrupción considerable en el suministro de energía eléctrica, cuya duración dependerá de la localización y reparación de la falla así como del reemplazo o restablecimiento del dispositivo de protección operado (en caso de fallas de naturaleza permanente), o de simplemente la revisión y prueba del la porción fallada así como el reemplazo o restablecimiento del dispositivo de protección operado (en caso de fallas de naturaleza transitoria). Los equipos típicos para esta aplicación son básicamente fusibles y seccionalizadores.

5.3 DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN CONTRA FALLAS TRANSITORIAS.

Son aquellos que por sus características de operación, disponen de la función de auto-restablecimiento o recierre automático y no requieren ser reemplazados o restablecidos para reenergizar un elemento del sistema que se ha visto sometido a una falla de naturaleza transitoria.

Este tipo de dispositivos reaccionan desconectando momentáneamente del sistema la porción dañada e independientemente de que la falla haya sido de naturaleza transitoria o permanente, reenergizan el elemento protegido. Dependiendo del ajuste seleccionado, puede disponerse de varios ciclos de conexión-desconexión.

Su operación implica una interrupción momentánea (en caso de fallas de naturaleza transitoria) en el suministro de energía eléctrica, cuya duración dependerá del tiempo de recierre. Si la falla es de naturaleza permanente el dispositivo al completar su secuencia de operación ajustada, abre y queda bloqueado, dejando aislado del sistema el elemento fallado hasta que se proceda a la reparación de la falla.

Los equipos típicos para esta aplicación son básicamente restauradores e interruptores con relevadores de protección y recierre automático.



5.4 PROTECCIÓN CONTRA FALLAS PERMANENTES Y TRANSITORIAS EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN.

Con lo señalado en los incisos anteriores podría deducirse, que la aplicación de dispositivos de protección para redes de distribución es labor sencilla, identificando únicamente la naturaleza de las fallas que pueden presentarse. Desde luego, esta afirmación es válida para sistemas donde las fallas son de una sola naturaleza.

Si la red está sujeta únicamente a fallas de naturaleza permanente como es el caso de circuitos, redes o transiciones subterráneas, basta con ubicar por cada elemento identificable (troncal, ramales, sub-ramales, etc.), un dispositivo de protección contra fallas permanentes a través de un fusible o un seccionalizador ajustado a "1 conteo".

Si la red estuviera sujeta únicamente a fallas de naturaleza transitoria, bastaría con ubicar estratégicamente en función de sus zonas de protección, un interruptor o restaurador al inicio del alimentador y tantos restauradores como fuera necesario para cubrir la totalidad del circuito.

Sin embargo en las redes de distribución aéreas, aún aquellas construidas con las más altas especificaciones técnicas de calidad y con una atención adecuada en cuanto a su operación y mantenimiento se refiere, no puede asegurarse bajo ninguna circunstancia que estarán ajenas a una falla de naturaleza permanente, dadas sus características de vulnerabilidad hacia agentes externos al sistema.

Por tal motivo, la aplicación de un sistema de protección en una línea o red aérea de distribución, debe contemplar dispositivos para protegerla tanto contra fallas de naturaleza transitoria, como contra fallas de naturaleza permanente.

Lo anterior implica que deben coexistir de manera coordinada ambos tipos de dispositivos, siendo precisamente mediante la adecuada aplicación de los criterios de coordinación desarrollados, que puede lograrse una óptima selectividad del sistema de protecciones, de manera tal que en función de la naturaleza de cada falla presentada, puedan tenerse operaciones únicamente de los dispositivos correspondientes, logrando cumplir con el principal objetivo definido por la filosofía



de protecciones: "Máxima Seguridad del Sistema y Máxima Continuidad en el Suministro".

5.5 ARREGLOS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.

Durante el transcurso de este siglo principalmente, se han venido desarrollando una serie de criterios para la coordinación entre diversos equipos de protección contra sobre-corriente. Dichos criterios son producto del análisis de las características particulares de operación de cada uno de los dispositivos y de cómo deben interactuar esas características entre dos o más dispositivos adyacentes (5).

Los criterios establecen las reglas para definir la coordinación adecuada entre dichos dispositivos.

Es importante puntualizar que los criterios descritos a continuación establecen y recomiendan rangos o márgenes de aplicación; mismos que en función de la experiencia acumulada, el conocimiento particular del sistema materia del estudio y las posibilidades de los dispositivos de protección, pueden ser modificados y funcionar adecuadamente para una aplicación dada.

Es importante puntualizar que las prácticas y políticas empleadas en cuanto a la protección de sobre-corriente en sistemas de distribución, tienden a variar substancialmente entre las compañías eléctricas.

La mayoría de dichas prácticas están basadas en muchos años de experiencia y son el resultado de análisis realizados por expertos en la materia durante el pasado.

En el presente procedimiento se examinan algunas de los criterios y filosofías de la protección de sobre-corriente, comúnmente encontrados y aplicados en la Comisión Federal de Electricidad, sin el propósito de establecer que son la mejor o la única alternativa existente.

La protección de sobre-corriente de un sistema de distribución es considerablemente diferente de la existente en otras partes del sistema eléctrico.



A diferencia de los sistemas de transmisión y sub-transmisión, el sistema de distribución es normalmente diseñado con una configuración radial.

Así como en los sistemas de transmisión generalmente las funciones de protección se efectúan a través de interruptores asociados con varios tipos de relevadores, en los sistemas de distribución dichas funciones son efectuadas por una gran variedad de dispositivos tales como interruptores, circuit-switchers, desconectores de operación con carga, fusibles, relevadores de sobre-corriente, restauradores y seccionalizadores.

Así entonces, a continuación se describen en función de las diferentes combinaciones posibles entre pares de dispositivos, los siguientes criterios de coordinación de protecciones de sobre-corriente para aplicación en sistemas de distribución, omitiéndose los que incluyen seccionalizador porque el circuito de distribución, al que se le coordinarán sus protecciones, no cuenta con este dispositivo:

- Relevador – Relevador.
- Relevador – Restaurador.
- Relevador – Fusible.
- Relevador – Seccionalizador.
- Relevador - Seccionalizador – Fusible.
- Restaurador – Restaurador.
- Restaurador – Fusible.
- Restaurador – Seccionalizador.
- Restaurador - Seccionalizador – Fusible.
- Fusible – Relevador.
- Fusible – Restaurador.
- Fusible – Fusible.
- Seccionalizador – Seccionalizador.

5.6 CRITERIO DE COORDINACIÓN RELEVADOR-RELEVADOR.

La aplicación de este tipo de arreglo se da fundamentalmente entre dispositivos ubicados en una misma subestación (protección de banco en alta tensión (A.T.) con la protección de banco en baja tensión (B.T.) y protección de banco con la protección de alimentador).

También puede presentarse en líneas de sub-transmisión radiales o líneas de 34.5 KV que van alimentando varias subestaciones escalonadas en arreglos de los conocidos como "en cascada" y cuyos alimentadores de enlace poseen relevadores de sobre-corriente.

El criterio establece que debe existir un margen mínimo en tiempo de coordinación de 0.3 a 0.4 segundos entre las curvas características tiempo-corriente de los dos dispositivos de protección, para la máxima corriente de cortocircuito común a ambos equipos.

El criterio anterior se ilustra gráficamente en la figura 5.1.

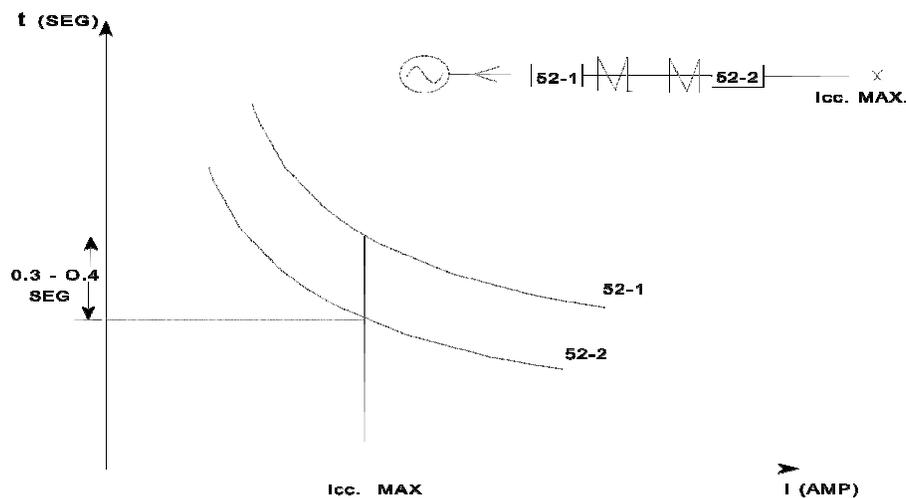


Figura 5.1. Criterio de coordinación Relevador- Relevador.

Una recomendación que facilita sobremanera un estudio de coordinación cuando se aplica este criterio, es seleccionar la característica tiempo-corriente del dispositivo primario o delantero con una inversidad similar a la del dispositivo de



respaldo (inversa-inversa, muy inversa-muy inversa, extremadamente inversa-extremadamente inversa, etc.), lográndose mantener con esto una separación uniforme entre ambas curvas al ser sus trayectorias prácticamente paralelas.

Si se desea asegurar la no ocurrencia de disparos en falso de la protección de respaldo, sobre todo para márgenes de coordinación muy estrechos de 0.3 segundos o incluso menores, es práctica común seleccionar la característica tiempo-corriente del dispositivo primario con una mayor inversidad que la del dispositivo de respaldo (inversa-muy inversa, inversa-extremadamente inversa, muy inversa-extremadamente inversa, etc.); con esto las curvas de ambas protecciones tienden a separarse en valores de falla con mayor magnitud, y aunque sus trayectorias parecen aproximarse en corrientes menores, los márgenes de separación llegan a ser del orden de segundos, en razón de la propia conformación log-log del plano coordenado tiempo-corriente.

De manera contraria a lo anteriormente señalado, un estudio de coordinación se verá seriamente comprometido, si la característica tiempo-corriente del dispositivo primario es seleccionada con una inversidad menor que la del dispositivo de respaldo, en razón del acercamiento de curvas para altos valores de falla.

5.7 CRITERIO DE COORDINACIÓN RELEVADOR-RESTAURADOR.

La aplicación de este tipo de arreglo puede presentarse generalmente de dos maneras dentro de un sistema de distribución:

- Entre dispositivos ubicados en una misma subestación (protección de banco en B.T. y la protección de alimentador).
- Entre dispositivos instalados en ubicaciones remotas (protección de alimentador y la protección sobre la línea de distribución).

El criterio establece que debe existir un margen mínimo en tiempo de coordinación de 0.3 a 0.4 segundos entre las curvas características tiempo-corriente de los dos dispositivos de protección, para la máxima corriente de cortocircuito común a ambos equipos.



Desde luego que el criterio se hace más crítico cuando se trata de la primera aplicación, en razón de que no pueden admitirse bajo ninguna circunstancia disparos simultáneos de ambos dispositivos, ya que el equipo de respaldo (relevador) además de ser la protección general de la subestación, carece de la función de recierre automático, por lo que una operación del mismo representa una interrupción prolongada de todos los alimentadores asociados a la barra de B.T. de la instalación.

Caso contrario para la segunda aplicación, donde para ciertas aplicaciones, podría permitirse un disparo simultáneo durante la última operación del restaurador.

Tal flexibilidad es posible en virtud de que el dispositivo de respaldo en esta ocasión corresponde al alimentador de distribución y al disponer de la función de recierre automático, no originara una interrupción prolongada sobre la totalidad del circuito.

Cabe señalar que cuando se trata de relevadores del tipo electromecánico debe cumplirse además que el tiempo de la curva "acumulada" del restaurador no debe exceder del 0.9 p.u. el tiempo de la característica de operación del relevador, para la máxima corriente de cortocircuito común a ambos equipos.

El criterio anterior se ilustra gráficamente, explicándose posteriormente la razón por la que es necesario considerar un efecto acumulativo en la característica tiempo-corriente "lenta" del restaurador.

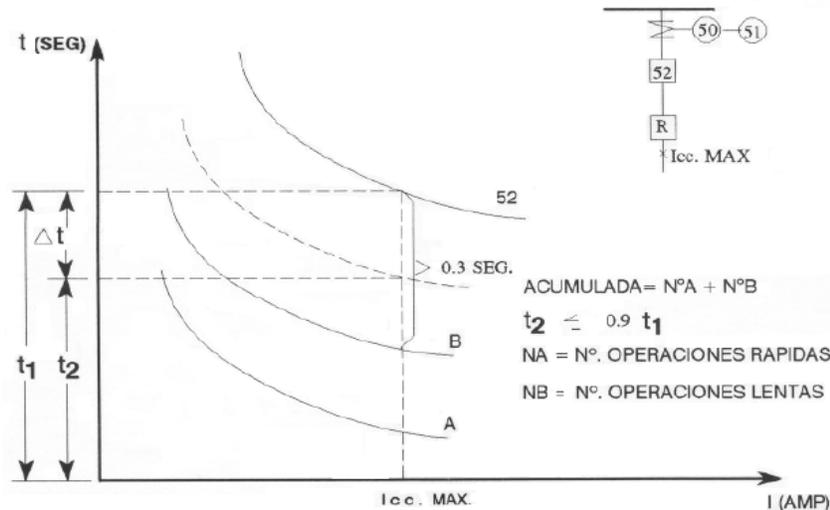


Figura 5.2. Criterio de coordinación Relevador- Restaurador.

Para el caso de relevadores electromecánicos de sobre-corriente, en un estudio de coordinación de protecciones con un restaurador, es necesario efectuar un análisis particular considerando lo siguiente:

- Un interruptor abre y despeja la falla varios ciclos después de que su relevador de sobre-corriente asociado opera.
- El tiempo de reposición (regreso del disco a su posición inicial) para un relevador electromecánico es considerablemente largo y si la corriente de falla vuelve a presentarse antes de que el relevador se haya repuesto completamente, el disco de este avanzara nuevamente hacia el punto de cierre entre contactos móvil y fijo, desde la última posición de reposición incompleta.

5.8 CRITERIO DE COORDINACIÓN RELEVADOR-FUSIBLE.

La aplicación de este tipo de arreglo se da fundamentalmente entre dispositivos ubicados en diferente localidad, el relevador en una subestación como protección de un circuito de distribución, y el fusible como protección de un ramal sobre la línea de distribución.

El criterio establece que debe existir un margen mínimo en tiempo de coordinación de cuando menos 0.3 segundos entre la curva MCT del fusible y la característica del relevador para la máxima corriente de cortocircuito común a ambos dispositivos.

En base a las características del sistema de distribución, y tomando como base el arreglo mostrado en la figura 5.3 es posible realizar la coordinación de protecciones de diferentes maneras observando las siguientes consideraciones.

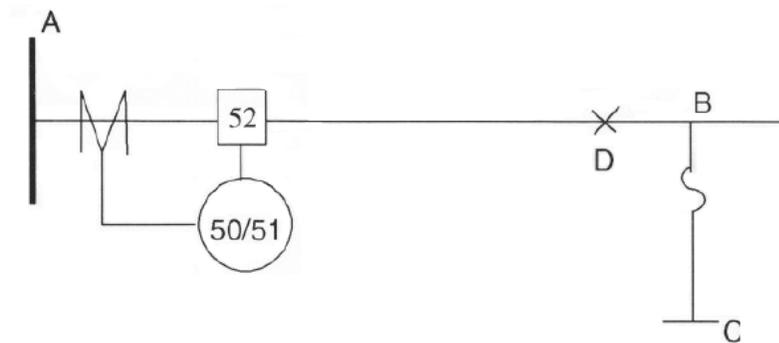


Figura 5.3. Criterio de coordinación Relevador- Fusible.

Si el ramal B-C es muy importante, puede en primera instancia utilizarse un restaurador. Sin embargo, si por diversas razones no se justifica el empleo de tal dispositivo se recomienda aplicar el siguiente criterio, mismo que se ilustra en la figura 5.4.

Con la operación selectiva de la unidad instantánea del relevador de sobrecorriente, para cualquier falla en ese ramal, el primer disparo lo efectúa el propio relevador, reenergizando el circuito a través del relevador de recierre o de la función de recierre.

Posteriormente al cerrar el interruptor y mediante un arreglo en el circuito de control del esquema (para relevadores electromecánicos o estáticos) o por programación (para relevadores microprocesados), es inhibida o bloqueada la acción de la unidad instantánea del relevador, de tal forma que si la falla persiste,

se fundirá el fusible debido al margen de coordinación de 0.3 segundos mantenido entre su característica MCT y la característica de la unidad 51 del relevador.

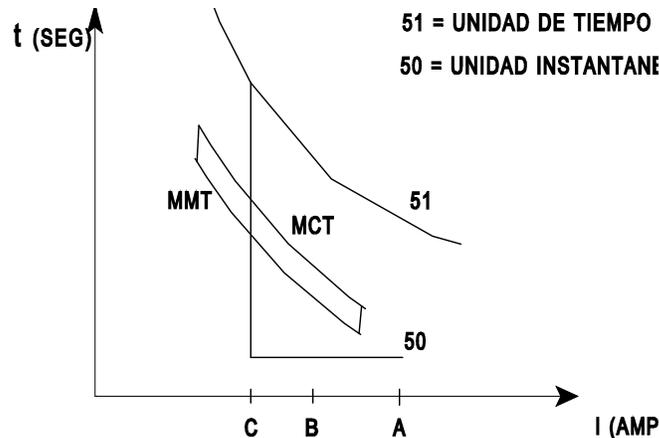


Figura 5.4. Criterio de coordinación relevador-fusible con ajuste selectivo de sobre-alcance en la unidad instantánea del relevador.

En esta opción de aplicación del criterio pueden destacarse algunas ventajas y desventajas, mismas que deben evaluarse para definir la procedencia o improcedencia del mismo para el sistema particular estudiado.

Dentro de las ventajas puede citarse que como aproximadamente el 85 % de las fallas son de naturaleza transitoria, estas pueden ser eliminadas durante el primer disparo del interruptor, siendo muy posible que por medio del recierre del interruptor quede todo normalizado y no sea necesaria la reposición de un fusible operado por una falla de naturaleza transitoria.

Sin embargo también es de destacar dentro de las desventajas, el que un mayor número de usuarios o clientes de todo el circuito se ve afectado (aunque transitoriamente), debido a la falla en un ramal.

Además con este arreglo se tiene el inconveniente de que independientemente de la ubicación de la falla, se tendrán disparos selectivos de la unidad instantánea determinados por la secuencia establecida.

Así de esta manera, si una falla de naturaleza permanente ocurriese a la salida del alimentador de distribución, únicamente sería despejada en alta velocidad durante el primer disparo del interruptor, correspondiendo el resto de los libramientos a las

operaciones demoradas de la unidad de tiempo 51. Lo anterior representa obviamente mayores esfuerzos al transformador de potencia de la subestación, con los consiguientes efectos sobre la vida útil del mismo.

Como una alternativa a la anterior opción del arreglo relevador-fusible, puede pensarse en recortar el ajuste de la unidad instantánea del relevador, aumentando el ajuste de su corriente de operación, para que bajo ninguna condición detecte fallas en la zona de cobertura del fusible, es decir estableciendo la conveniencia de insensibilizar la operación por instantáneo en el relevador para todos los ramales con fusibles. Además se hace necesario eliminar el arreglo selectivo de operación de la unidad instantánea, mencionado anteriormente, con lo cual la acción de la unidad 50, solo será función de la magnitud y por lo tanto de la ubicación de la falla. Si se justifica el empleo de tal alternativa se recomienda aplicar el criterio que se ilustra en la figura 5.5.

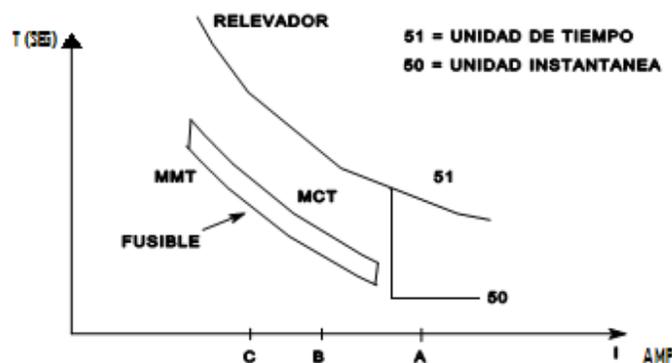


Figura 5.5. Criterio de coordinación relevador-fusible con ajuste de alcance recortado en la unidad instantánea del relevador.

Para fallas entre B-C se funde el fusible sin afectar todo el circuito. El margen de coordinación entre la característica tiempo-corriente de la unidad 51 y la curva MCT del fusible se fija generalmente entre 0.3 - 0.4 segundos.

Una variante de esta alternativa, se presenta cuando el ramal protegido por el fusible, se encuentra demasiado cerca de la subestación, situación bajo la cual se hace prácticamente imposible recortar el alcance de la unidad instantánea,

existiendo siempre la posibilidad de librar fallas dentro de la zona de protección del fusible, en alta velocidad desde la subestación.

Para estos casos la única solución para el par relevador-fusible, en donde por razones de continuidad del servicio, no se desea utilizar el arreglo de disparo selectivo de la unidad instantánea, es bloquear la operación de dicha unidad; lo que redundará en mayores esfuerzos sobre el transformador, cuando se presenten fallas de naturaleza permanente en la cercanía de la subestación y sobre la línea troncal del circuito.

Si se justifica el empleo de tal variante, se recomienda aplicar el criterio que se ilustra en la figura 5.6, donde de manera similar al anterior, para fallas entre B-C se funde el fusible sin afectar al resto del circuito. De igual forma el margen de coordinación entre la característica tiempo-corriente de la unidad 51 y la curva MCT del fusible se fija entre 0.3 y 0.4 segundos.

Cabe señalar que podría considerarse y con plena justificación que respecto a estas dos últimas alternativas, no se cumple cabalmente con todo lo establecido y relacionado con la filosofía de protecciones, al no estar cubierta la zona de protección del fusible, contra la ocurrencia de fallas de naturaleza transitoria.

Sin embargo, tal aspecto puede ser resuelto si en el ramal o ramales son instalados fusibles de triple disparo.

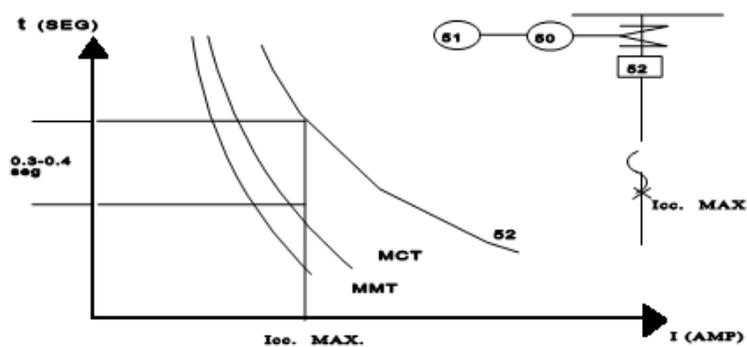


Figura 5.6. Criterio de coordinación relevador-fusible con unidad instantánea del relevador bloqueada.



5.9 CRITERIO DE COORDINACIÓN RESTAURADOR-RESTAURADOR.

La aplicación de este tipo de arreglo puede presentarse generalmente de dos maneras dentro de un sistema de distribución:

- Entre dispositivos ubicados en ubicaciones remotas (protección de alimentador en una subestación del tipo rural con la protección sobre la línea de distribución).
- Entre dispositivos instalados sobre la línea de distribución.

El criterio plantea que se asegura la coordinación de dos restauradores adyacentes con un margen de tiempo mayor de 0.2 segundos entre sus curvas características tiempo-corriente para la máxima corriente de falla común a ambos dispositivos; márgenes menores de 0.2 segundos implican disparos simultáneos o en cascada de los dos equipos.

Dadas las características tiempo-corriente de los restauradores, se tiene que por los cortos tiempos de sus curvas rápidas, es prácticamente imposible la coordinación entre ellas por lo que en un arreglo de dos o más restauradores generalmente pueden aceptarse traslapes entre sus curvas rápidas, lo que implica operaciones simultáneas o en cascada de los restauradores involucrados. Por otra parte y derivado del estudio, análisis, pruebas y experiencias tenidos en la coordinación con los restauradores hidráulicos, puede establecerse en función de sus curvas características tiempo-corriente, lo siguiente:

- a) Dos restauradores en serie con curvas tiempo-corriente con menos de 0.033 segundos de separación, siempre operarán simultáneamente.
- b) Si la separación es entre 0.2 y 0.033 segundos de diferencia, pueden operar simultáneamente o en secuencia de cascada.
- c) Si la separación es mayor de 0.2 segundos, únicamente operará uno de los restauradores.

Este criterio se ilustra gráficamente en la figura 5.7, explicándose posteriormente las opciones existentes para una coordinación entre restauradores.

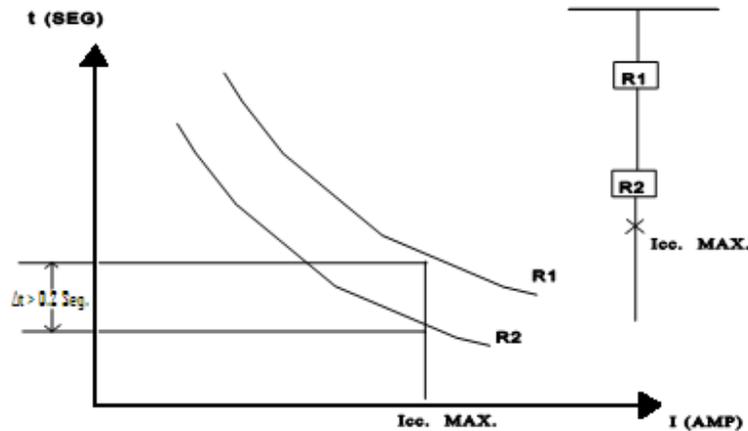


Figura 5.7. Criterio de coordinación restaurador-restaurador.

La coordinación de dos o más restauradores del tipo hidráulico, generalmente se lleva a cabo mediante la utilización de uno de los tres métodos siguientes:

- Misma capacidad de bobina y diferente secuencia de operación.
- Diferente capacidad de bobina y misma secuencia de operación.
- Diferente capacidad de bobina y diferente secuencia de operación.

5.10 CRITERIO DE COORDINACIÓN DE RESTAURADORES ELECTRÓNICOS.

Para la coordinación correcta de restauradores controlados electrónicamente, se recomienda seguir el siguiente procedimiento:

- Coordinar los restauradores por medio de sus curvas características tiempo-corriente y una selección adecuada de niveles de corte mínimo en forma similar como se describió para los restauradores hidráulicos.
- Elegir intervalos de recierre para que el restaurador protegido esté cerrado o programado para cerrar cuando el protector esté programado para cerrar.
- Seleccionar intervalos de reposición de tal modo que cada restaurador cumpla con la secuencia pre-seleccionada para todas las condiciones de falla.



5.11 CRITERIO DE COORDINACIÓN RESTAURADOR-FUSIBLE.

Este tipo de arreglo es uno de los encontrados con mayor frecuencia en las redes y circuitos de distribución; el restaurador como protección de la troncal, parte de esta o en un ramal importante, y el o los fusibles como protección de ramales o sub-ramales del sistema de distribución.

El criterio aplica la premisa de que las fallas de naturaleza transitoria sean libradas por operaciones sucesivas del restaurador evitando la fusión o el calentamiento excesivo del fusible, dispositivo que debe operar ante la persistencia de una falla, al ser considerada esta como de naturaleza permanente. Para su cumplimiento el criterio establece lo siguiente:

- a) El punto máximo de coordinación para una corriente de cortocircuito común a ambos dispositivos se tiene en la intersección de la curva rápida del restaurador (corregida por un factor " K_1 ") con la característica MMT del fusible.
- b) El punto mínimo de coordinación para una corriente de cortocircuito común a ambos dispositivos se tiene en la intersección de la característica MCT del fusible con la curva lenta del restaurador.
- c) El rango de corrientes definido entre estos dos puntos, es el rango de coordinación para el cual se cumple la premisa establecida para el criterio. Para niveles de falla fuera de dicho rango, se tendrán operaciones no selectivas con otro comportamiento del arreglo y que pudieran ser indeseables.

El denominado factor " K_1 ", corresponde a un multiplicador que desplaza la curva rápida del restaurador verticalmente sobre el eje coordinado del tiempo, para compensar el efecto de calentamiento-enfriamiento sufrido por el fusible debido a las operaciones rápidas de disparo y recierre del restaurador. Es decir, se trata de un factor de seguridad para evitar la fusión, el calentamiento excesivo o la deformación irreversible del fusible durante las primeras operaciones del restaurador.

Obviamente dicho factor es mayor, cuanto más severas son las condiciones para el fusible, como lo son los ciclos de calentamiento a los que se ve sometido y el

tiempo permitido para su recuperación (mayor numero de operaciones rápidas y tiempos de recierre cortos).

En la tabla 5.1 se muestran los valores de dicho factor para una marca y tipo de restaurador en particular.

TABLA 5.1. Factores "k1" para coordinación restaurador-fusible.

TIEMPO DE RECIERRE	UNA OPERACIÓN RÁPIDA	DOS OPERACIONES RÁPIDAS
2 segundos	1.2	1.35
1 segundo	1.2	1.35

El criterio se ilustra gráficamente en la figura 5.8, explicándose posteriormente las diferentes opciones existentes en función de las secuencias de ajuste disponibles en el restaurador.

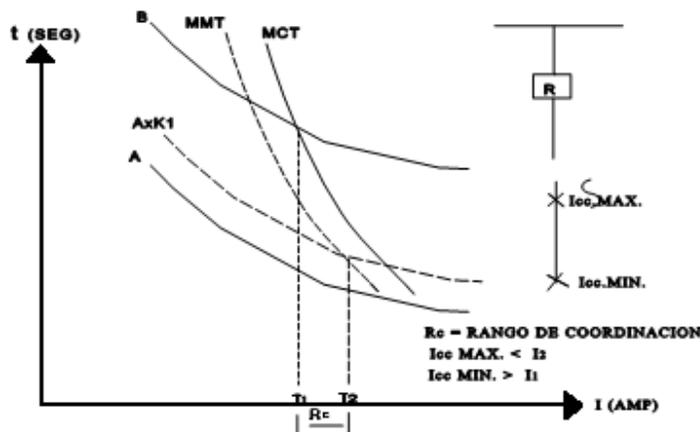


Figura 5.8. Criterio de coordinación restaurador-fusible.

Para hacer posible la coordinación entre ambos dispositivos, el restaurador debe percibir todas las corrientes de falla en la zona protegida por el fusible.

Un restaurador tiene amplias posibilidades de ajuste en función de su secuencia de operación, sin embargo únicamente algunas secuencias son las apropiadas para utilizarse en arreglos restaurador-fusible.



Las recomendadas son aquellas que incluyen, dependiendo de la importancia de la zona protegida por el fusible, a una o dos operaciones rápidas seguidas de las complementarias operaciones lentas.

Con auxilio de la figura 5.8, a continuación se describe la operación del arreglo, para todas las posibilidades de ajuste.

5.11.1 SECUENCIA 2A-2B.

Excelente coordinación para ramales importantes o del tipo rural donde la indisponibilidad de personal operativo impide la oportuna y frecuente reposición de fusibles fundidos, permitiendo despejar hasta un 90 % de las fallas de naturaleza transitoria durante las operaciones rápidas y un 5 % mas cuando el fusible opera.

Si existe el riesgo de operación del restaurador en cascada (para fallas de baja magnitud) durante la fusión del fusible, es posible seleccionar características más lentas del equipo tales como 2A-2C, 2A-2D u otras similares.

5.11.2 SECUENCIAS 1A-3B Y 1A-2B.

Buena coordinación para ramales de menor importancia o del tipo urbano donde la disponibilidad de personal operativo permite la oportuna y frecuente reposición de fusibles fundidos, haciendo posible despejar hasta un 85% de las fallas de naturaleza transitoria durante la operación rápida y un 5 % mas cuando el fusible opera.

De manera similar al inciso anterior, es factible utilizar secuencias como 1A-3C, 1A-3D u otras similares en un caso y 1A-2C, 1A-2D u otras similares en el otro caso, para evitar el disparo en curva lenta del restaurador por el efecto "cascada".



5.11.3 SECUENCIAS 3A-1B, 2A-1B Y 1A-1B.

No se recomiendan en razón de la posibilidad existente (para fallas de baja magnitud), de disparo durante la única operación lenta del restaurador, originándose de esa manera una interrupción no selectiva permanente en una mayor zona del sistema.

Su no aplicación es extensiva a secuencias como 3A-1C, 3A-1D u otras similares en el primer caso; 2A-1C, 2A-1D u otras similares en el segundo caso y; 1A-1C, 1A-1D u otras similares en el tercer caso.

5.11.4 SECUENCIAS 4A, 3A Y 2A.

No se tiene coordinación alguna con estos ajustes, quedando en todos los casos abierto el restaurador e intacto el fusible, originándose de esa manera una interrupción no selectiva permanente en una mayor zona del sistema.

Si por requerimientos del sistema se recurre a cualquiera de esos ajustes en el restaurador, la única posibilidad de coordinación es mediante la sustitución del fusible por un seccionalizador automático.

5.11.5 SECUENCIAS 4B, 3B Y 2B.

Aunque se tiene coordinación selectiva total con estos ajustes, no se recomiendan en razón de que el fusible siempre opera para todo tipo de fallas, siendo entonces necesario su reemplazo con mayor frecuencia, además de no cumplirse estrictamente con lo planteado por la filosofía de protecciones, al no protegerse la zona del fusible contra fallas de naturaleza transitoria.

La misma situación ocurre con las secuencias 4C, 4D, 3C, 3D, 2C, 2D u otras similares.

Si por requerimientos del sistema se recurre a cualquiera de esos ajustes en el restaurador, la única posibilidad de cumplir con lo establecido en la filosofía de



protecciones es mediante la sustitución del fusible por un seccionador automático o por un fusible de triple disparo.

5.12 CRITERIO DE COORDINACIÓN FUSIBLE-RELEVADOR.

La aplicación de este tipo de arreglo se da fundamentalmente entre dispositivos ubicados en una misma subestación (protección de banco en A.T. con la protección de banco en B.T.). Dichas instalaciones son generalmente del tipo rural o suburbano, alimentadas de sistemas de sub-transmisión y con transformadores de potencia cuya capacidad no excede de 10 MVA, para los cuales los fusibles deben ser del tipo potencia.

El criterio establece que debe existir un margen mínimo en tiempo de coordinación del 25 % del tiempo de la característica MMT del fusible, entre esta y la curva característica tiempo-corriente del relevador, para la máxima corriente de cortocircuito común a ambos equipos. Con dicho margen se pretende no solo que el fusible no opere, sino que el calentamiento transitorio a que se ve sometido no provoque siquiera alguna modificación del tipo irreversible en sus características físicas, de tal forma que su comportamiento para otras fallas pudiera ser diferente al esperado.

En otras palabras, si se define a t_2 como el tiempo mínimo de fusión del fusible de potencia para la falla de referencia y a t_1 como el tiempo de operación del relevador para la misma falla, el criterio puede ser escrito como:

$$t_1 \leq 0.75 * t_2$$

Una recomendación que facilita sobremanera un estudio de coordinación cuando se aplica este criterio, es seleccionar la característica tiempo-corriente del dispositivo primario o delantero con una inversidad similar a la del dispositivo de respaldo (en este caso, extremadamente inversa-extremadamente inversa), lográndose mantener con esto una separación uniforme entre ambas curvas al ser sus trayectorias prácticamente paralelas.

De manera contraria a lo anteriormente señalado, un estudio de coordinación se verá comprometido, si la característica tiempo-corriente del dispositivo primario es seleccionada con una inversidad menor que la del dispositivo de respaldo, en razón del acercamiento de curvas para altos valores de falla.

Al respecto, los relevadores de nueva tecnología ofrecen una amplia variedad para la selección de diferentes características de operación tiempo-corriente.

Para el caso de los fusibles de potencia, la mayoría de los fabricantes disponen de algunas alternativas en cuanto a la velocidad de operación se refiere.

El criterio anterior se ilustra gráficamente en la figura 5.9.

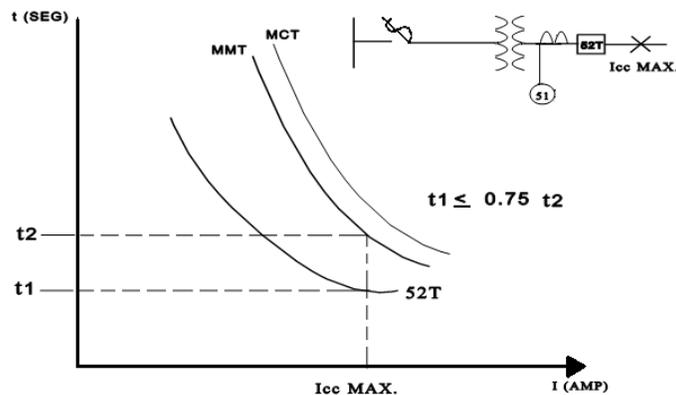


Figura 5.9. Criterio de coordinación fusible-relevador.

Por otra parte, si se requiere asegurar al máximo posible, la no ocurrencia de operaciones en falso del fusible de potencia por fallas después del interruptor de banco en B.T. (considerando los inconvenientes que ello acarrea en cuanto a continuidad del servicio y costos de reemplazo); se recomienda que la aplicación del criterio se haga sobre una curva MMT del fusible de potencia, modificada por los factores de corrección por temperatura ambiente "KT" y por corriente de "pre-falla" "KP".

La finalidad de dichos factores, es desplazar verticalmente sobre el eje coordinado del tiempo a la curva MMT del fusible, adicionando de esta forma un margen extra de coordinación.



Dicho desplazamiento puede ser hacia abajo cuando el entorno del fusible representa mayor severidad de operación para el fusible (temperatura ambiente alta y/o cierto nivel de sobrecarga en el transformador de potencia); o hacia arriba cuando el entorno del fusible ayuda a mantener sus características debajo de las condiciones normales de diseño (temperatura ambiente baja y/o transformador de potencia con capacidad sobrada).

5.13 CRITERIO DE COORDINACIÓN FUSIBLE-RESTAURADOR.

La aplicación de este tipo de arreglo se da básicamente entre dispositivos ubicados en una misma subestación (protección de banco en A.T. con la protección de alimentador en B.T.).

Dichas instalaciones son generalmente pequeñas y del tipo rural, alimentadas de sistemas de distribución en media tensión (34.5, 23 o 13.8 Kv) y con transformadores de potencia cuya capacidad no excede de 5 MVA, para los cuales los fusibles se recomienda sean del tipo potencia, aunque en algunas ocasiones llegan a utilizarse fusibles de distribución cuando los niveles de falla en la instalación así lo permiten.

El criterio establece que debe existir un margen mínimo en tiempo de coordinación tal, que el tiempo de la característica MMT del elemento fusible deber ser mayor que el tiempo promedio de la curva lenta del restaurador corregida por un factor " K_2 " para la máxima corriente de cortocircuito común a ambos dispositivos.

Con dicho margen se pretende no solo que el fusible no opere, sino que los calentamientos transitorios a que se ve sometido por las operaciones sucesivas del restaurador no provoquen siquiera alguna modificación del tipo irreversible en sus características físicas, de tal forma que su comportamiento para otras fallas pudiera ser diferente al esperado.

Bajo tal circunstancia, todas las operaciones del restaurador deben ser más rápidas que la curva MMT del fusible, además de que la secuencia de operación

del restaurador y sus intervalos de recierre están considerados dentro del factor de corrección " K_2 ".

El denominado factor " K_2 ", corresponde a un multiplicador que desplaza la curva lenta del restaurador verticalmente sobre el eje coordenado del tiempo, para compensar el efecto de calentamiento-enfriamiento sufrido por el fusible debido a las operaciones rápidas y lentas de disparo y recierre del restaurador.

El factor " K_2 " depende de la secuencia de operación y del tiempo de recierre del restaurador utilizado. Es decir, se trata de un factor de seguridad para evitar la fusión, el calentamiento excesivo o la deformación irreversible del fusible durante la secuencia de operación del restaurador.

Obviamente el citado factor es mayor, cuanto más severas son las condiciones para el fusible, como lo son los ciclos de calentamiento a los que se ve sometido y el tiempo permitido para su recuperación (mayor número de operaciones lentas y tiempos de recierre cortos).

En la figura 5.10 se ilustra gráficamente este criterio y en la tabla 5.2 se muestran los valores del factor " K_2 " para una marca y tipo de restaurador en particular.

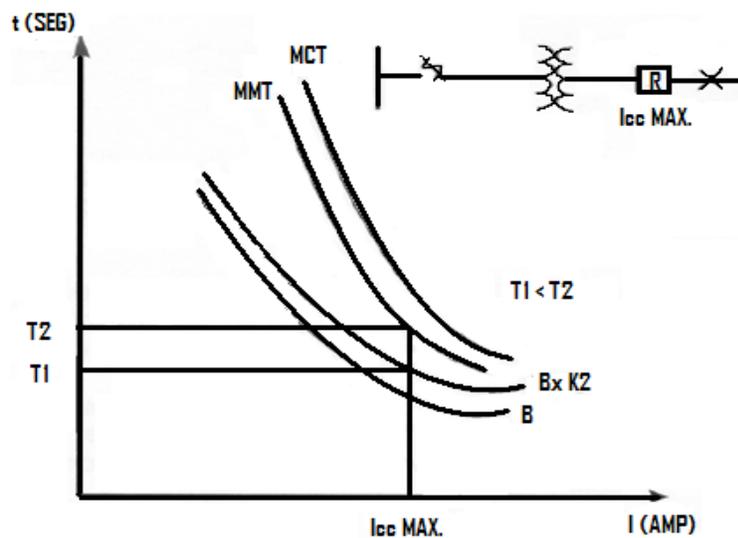


Figura 5.10. Criterio de coordinación fusible-restaurador.

Tabla 5.2. Factores " k_2 " para coordinación fusible-restaurador.

TIEMPO DE RECIERRE (SEG)	DOS OPERACIONES RÁPIDAS Y DOS LENTAS	UNA OPERACIÓN RÁPIDA Y TRES LENTAS	CUATRO OPERACIONES LENTAS
0.4	2.7	3.7	3.7
0.5	2.6	3.1	3.5
1.0	2.1	2.5	2.7
1.5	1.85	2.1	2.2
2.0	1.7	1.8	1.9
4.0	1.4	1.4	1.45
10.0	1.35	1.35	1.35

5.14 CRITERIO DE COORDINACIÓN FUSIBLE-FUSIBLE.

La aplicación de este tipo de arreglo se da entre dispositivos ubicados en una línea o red de distribución, siendo el fusible de respaldo, la protección de un ramal o sub-ramal del circuito y pudiendo ser el fusible delantero o primario, la protección de un sub-ramal o bien de un transformador de distribución.

El criterio establece que debe existir un margen mínimo en tiempo de coordinación del 25 % del tiempo de la característica MMT del fusible de respaldo, entre esta y la curva característica MCT del fusible delantero o primario, para la máxima corriente de cortocircuito común a ambos dispositivos.

Con dicho margen se pretende no solo que el fusible de respaldo no opere, sino que el calentamiento transitorio a que se ve sometido no provoque siquiera alguna



modificación del tipo irreversible en sus características físicas, de tal forma que su comportamiento para otras fallas pudiera ser diferente al esperado.

De otro modo, si se define a t_2 como el tiempo mínimo de fusión del fusible de respaldo para la falla de referencia y a t_1 como el tiempo de máximo de apertura del fusible delantero o primario para la misma falla, el criterio puede ser escrito como:

$$t_1 \leq 0.75 * t_2$$

Es decir que la curva MCT del fusible lado carga no debe exceder el 75% en tiempo de la curva MMT del fusible lado fuente para la máxima corriente de cortocircuito común a ambos fusibles.

Por otra parte cabe señalar que en un estudio de coordinación de protecciones en donde se involucran fusibles, debe contarse dentro de la información requerida, con las características de operación tiempo-corriente garantizadas por el fabricante.

Así entonces cada estudio de coordinación de protecciones identifica a uno o varios tipos específicos de elementos fusibles cada uno de los cuales se encuentra asociado al régimen de corriente que debe utilizarse para asegurar una coordinación adecuada.

Por todo lo anteriormente expuesto y al ser los elementos fusibles los únicos dispositivos de protección que requieren de su reemplazo después de operar por una falla, es importante destacar que el liniero debe reemplazar al elemento fundido, por otro del mismo tipo y régimen de corriente, siendo recomendable también que preferentemente sea del mismo fabricante.

Una acción que simplifica y facilita tal labor de reemplazo, es tratar de uniformizar las capacidades de todos los fusibles "primarios" que se encuentran coordinados con un dispositivo de respaldo común, sea este, relevador, restaurador, fusible o seccionalizador.

Esto puede lograrse desde el estudio de coordinación de protecciones, seleccionando la capacidad del fusible mas critico en cuanto a condiciones de

carga y cortocircuito se refiere, y aplicar esa misma capacidad al resto de los elementos.

Generalmente si existe coordinación con el elemento crítico, la misma se mantiene con los elementos menos críticos. En la figura 5.11 se ilustra gráficamente la aplicación de este criterio.

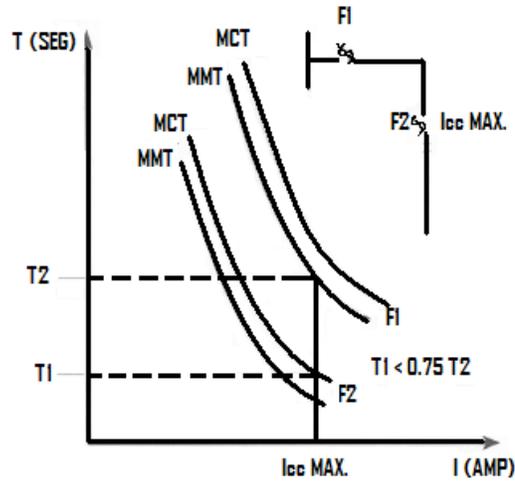


Figura 5.11. Criterio de coordinación fusible-fusible.

CAPITULO 6

SISTEMA PROPUESTO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL CIRCUITO XUL-5230.

En este capítulo, se describirá el procedimiento realizado para obtener la coordinación de protecciones del circuito distribución XUL-5230 Francisco Villa. De igual manera, se explicará el arreglo propuesto en el circuito, en base a los criterios enunciados en el capítulo anterior. Se anexarán las graficas correspondientes a la coordinación.

6.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.

Para la realización del proyecto, se hizo en primer lugar la búsqueda de información bibliográfica, que permitió determinar la metodología a seguir para darle solución al problema. Se revisaron libros de análisis de sistemas de potencia, recomendaciones y estándares del Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), para el cálculo de corrientes de cortocircuito y coordinación de protecciones, así como otros trabajos especiales de grado referentes al tema. La bibliografía esta detallada en su apartado correspondiente.

6.2 ACTUALIZACIÓN DEL DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA Y BÚSQUEDA DE INFORMACIÓN.

En resumen, la información recopilada fue la siguiente:

- Estudio de cortocircuito: Tensión nominal de todos los elementos del sistema. Tipo aislamiento, calibre, tipo de estructuras y longitud de cables. Tipo, capacidad (KVA), conexión e impedancia de transformadores. características, relación X/R y capacidad de cortocircuito en la alimentación del sistema eléctrico de la subestación de Xul-Ha (suministrada por el Departamento de Protecciones).



- Estudio de protecciones: Tipo, marca, modelo, tensión nominal, ajustes, capacidad de interrupción para cada dispositivo de protección por sobrecorriente instalado en el circuito.
- El diagrama unifilar realizado se muestra en el apéndice A y muestra parte de la información recopilada. La actualización del diagrama unifilar y recopilación de información fue un trabajo complejo debido a la variedad cables y equipos instalados; y también debido a que muchas de las modificaciones hechas no se asentaron en su momento en el diagrama unifilar.

6.3 CONSIDERACIONES HECHAS PARA EL CÁLCULO DE LOS NIVELES DE CORTOCIRCUITO.

Como primer paso, se seleccionó el tipo y ubicación de las fallas a estudiar. Las fallas escogidas fueron:

- Falla trifásica: ya que es la más severa de todas.
- Fallas monofásicas: ocurren frecuentemente.

Estas fallas se calcularon en cada “punto” establecido en el diagrama unifilar. Éstos “puntos” hacen referencia a poblaciones en donde se le considera pertinente proteger del efecto dañino de las fallas. También se consideraron las fallas en los lados de alta y baja de la subestación.

Debido a que se quieren estudiar fallas asimétricas, fue necesario buscar los valores de impedancia de secuencia cero de cada elemento del sistema. Los valores de las impedancias de secuencia negativa se asumieron iguales a los de secuencia positiva. Se hicieron además las siguientes consideraciones generales:



- Se despreciaron las contribuciones de las cargas pasivas a la corriente de cortocircuito.
- Se despreciaron las impedancias de barras colectoras, transformadores de corriente y conexiones.

Los valores de impedancia tomados para cada elemento del sistema fueron los siguientes:

Cables: fundamentalmente se usan tres tipos de cable en el circuito. Éstos son el ACSR 266.8, ACSR 1/0 y el ACSR 3/0. Se asumieron valores estandarizados para la impedancia de secuencia positiva y cero por unidad de longitud (para cada calibre), a partir de la tabla ubicada en el anexo “?”. La resistencia y reactancia están expresadas en ohmios por cada 1000 pies.

Alimentación de la subestación Xul-Ha: Se obtuvo la impedancia equivalente del sistema por medio del Departamento de Protecciones Área Chetumal.

Transformadores: Sus impedancias de secuencia se obtuvieron a partir de placas de datos de los mismos. Los transformadores son del tipo trifásicos (OA/FA/FOA).

6.4 CÁLCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO.

Se calcularon las corrientes corto circuito de manera manual y utilizando los procedimientos y métodos enunciados en el capítulo 4; mostrándose los cálculos y resultados en el anexo B. Esto con la finalidad de que el lector de este trabajo sepa cómo se realizaron dichos cálculos.

Se utilizó un software PCCC (Programa para el Cálculo de Corrientes de Cortocircuito) utilizado en CFE para calcular las corrientes de falla en el circuito y compararlas con las obtenidas de forma manual y respaldar los resultados obtenidos (6). Ver apéndice E.



Este programa se puede aplicar para simular un amplio rango de sistemas eléctricos de potencia de distribución, transmisión o industriales. El programa es particularmente ventajoso para el cálculo de corrientes de cortocircuito de sistemas de potencia de redes de distribución, ya que minimiza el tiempo necesario para introducir los datos de la red eléctrica al convertir automáticamente los valores de las impedancias a una base común en por unidad y solamente se debe especificar la información mínima para modelar el sistema, además de otras facilidades como una librería de impedancias por unidad de longitud de cables usados en estos sistemas. El programa calcula fallas trifásicas y monofásicas considerando la contribución de motores, generadores y la red de suministro eléctrico. Los sistemas modelados se pueden almacenar en archivos, lo que permite hacerle modificaciones o expansiones a futuro.

6.5 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN PARA ALIMENTADORES PRIMARIOS.

Podemos distinguir tres tipos básicos de alimentadores primarios:

- a) TIPO RURAL. Con dos tipos de carga la que alimenta pequeños poblados cuya carga se caracteriza por motores chicos. (Bombas, molinos, pequeñas industrias) y alumbrado y la que alimenta grandes sistemas de bombeo.
- b) TIPO URBANO. Aquel que tiene carga de alumbrado, pequeños y grandes comercios y pequeñas industrias.
- c) TIPO INDUSTRIAL. Urbano o Rural, que se caracteriza por grandes consumos de energía y por ende grandes motores.

Los alimentadores primarios generalmente operan en forma radial y en el caso de existir anillos, estos actúan normalmente abiertos operando como circuitos radiales alimentando la carga de diferentes subestaciones.



La forma más usual de protección para las fallas que se presentan en el alimentador primario es la sobrecorriente, con un esquema formado por tres relevadores de fase alimentados a través de igual número de TC'S cuyos secundarios se conectan en estrella y un relevador residual que como su nombre lo indica se conecta el neutro común de la estrella formada.

Este esquema cuenta siempre con unidades de sobrecorriente de disparo instantáneo (50) y de tiempo (51). También debe tenerse un relevador de re-cierre (79) que permita re-cerrar el interruptor, cuando éste abra por acción de los relevadores de sobrecorriente por una falla transitoria, que son las que se presentan en un gran porcentaje en comparación a otras fallas. El relevador (50) debe bloquearse para que opere el relevador (51).

Si la falla es permanente el relevador tiene la habilidad de quedar bloqueado y abierto si después de un número predeterminado de operaciones para las que se programó (generalmente a 2.5 y 15 segundos) no se despeja esta falla. Si se cuenta con control supervisorio, su función ya no es necesaria y deberá bloquearse mientras éste, esté en operación.

Existen diversas curvas características de operación para relevadores de sobrecorriente y se considera que la curva extremadamente inversa es la más adecuada para una buena coordinación con fusibles y restauradores.

El ajuste de la unidad de disparo instantáneo de sobrecorriente, dependerá de si el siguiente dispositivo de protección sobre el alimentador es fusible o restaurador.

Si el siguiente dispositivo es fusible se puede optar por:



1) Ajustar la unidad instantánea para ver la falla en el punto de ubicación de los fusibles en la primera operación de la protección, después bloquear su operación por medio de contactos auxiliares del relevador de recierre con el fin de que si la falla no se libra en esta primera ocasión opere la unidad 51 dando tiempo a que el fusible se quemé.

2) Ajustar la unidad instantánea de manera que no vea la falla en la localización del fusible y seleccionando la unidad de tiempo de forma tal que permita se funda éste.

Los relevadores de sobrecorriente de fase se deberán ajustar a un tap que permita llevar el 200% de la corriente de carga máxima (nunca menor al 150%) y de manera que la corriente secundaria no sea mayor a 4 ó 5 amperes y a la vez que la corriente de falla máxima no sobrepase los 100 amperes secundarios.

El tiempo de operación del relevador "palanca" se obtiene de la coordinación respecto a los ajustes de los relevadores de respaldo un valor típico de 0.2 segundos para falla en bus dadas las características generales de las curvas de los fabricantes de relevadores tanto para los de fase como los residuales.

El relevador de sobrecorriente residual, se ajustará en la forma ya indicada para la unidad instantánea, la unidad con retardo de tiempo se ajustará a un valor entre el 10% y el 20% de la corriente nominal del transformador sin que sea superior al ajuste dado al 51NT, el tiempo de operación será de 0.2 segundos para falla en bus como se indicó anteriormente.

Las curvas de estos relevadores deberán trazarse en papel logarítmico para verificar los tiempos de coordinación con los dispositivos de protección lado carga y lado fuente con que se cuente y deberán trazarse también las curvas de daño de



los equipos protegidos que nos permita asegurar y optimizar el sistema de protección.

6.6 SELECCIÓN DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN PARA BANCO DE TRANSFORMADORES DE LA SUBESTACIÓN XUL-HA.

Primeramente se buscaron todas las características y ajustes de los dispositivos de protección del circuito XUL-5230. Posteriormente se localizó el fabricante y tipo de dispositivos de protección, así como su rango de ajuste en cada una de sus funciones (instantáneo, falla a tierra, tiempo de retardo largo, tiempo de retardo corto, etc.), sus ajustes actuales y características de los fusibles. Por último se buscaron las curvas características de tiempo - corriente de todos los dispositivos a ser coordinados.

En base a los datos recolectados, se realizaron las gráficas de tiempo - corriente de las protecciones de sobre-corriente de los diferentes equipos de protección instalados en el circuito. Para la simulación y el análisis del comportamiento de los dispositivos de protección se empleó el programa de coordinación de protecciones "ASPEN" (ver apéndice "?"). En esta coordinación, se usaron los arreglos relevador-relevador, relevador-fusible, fusible-fusible, restaurador-fusible y fusible restaurador; los cuales se encuentran explicados en el capítulo 5 a partir de la sección 5.6. Los cálculos para el ajuste de protecciones de la subestación se encuentran explicados en el apéndice "?".

A continuación se muestran los ajustes obtenidos de las protecciones para el circuito en estudio. Se podrán observar las protecciones de A.T. y B.T. del transformador de unidad T5 así como los ajustes correspondientes al circuito de distribución XUL-5230 Francisco Villa.

Tabla 6.1. Ajustes de protecciones (51's) del transformador T5.

51F		TRANSFORMADOR T5 (LADO 115 KV)	TRANSFORMADOR T5 (51BT 34.5 KV)
	TAP	3	1.3
	PALANCA	0.205	0.4*
	INSTANTÁNEO	NO TIENE	NO TIENE
	RTC	40:1	60:1
	RELEVADOR	MCGG	MCGG
	CURVA	S.I.	S.I.
	MARCA	ALSTHOM	ALSTHOM

*Posteriormente se modificó el valor al verificar gráficamente la coordinación.

Tabla 6.2. Ajustes de protecciones (50's y 51's) del circuito de distribución XUL-5230.

51N		XUL-5230 50/51 F	XUL-5230 50/51 N
	TAP	3	1
	PALANCA	2	2*
	INSTANTÁNEO	1560 A	1960 A
	RTC	40:1	40:1
	RELEVADOR	SEL-351 ^a	SEL-351 ^a
	CURVA	V.I.	V.I.
	MARCA	SEL	SEL

*Posteriormente se modificó el valor al verificar gráficamente la coordinación.

El procedimiento de coordinación de protecciones, consiste en el análisis gráfico para probar la selectividad. Este método involucra el graficado en las curvas características de los dispositivos de sobrecorriente que se encuentran en serie entre sí, para observar si alguna de las curvas se traslapa, lo que podría indicar que el proceso no es selectivo.

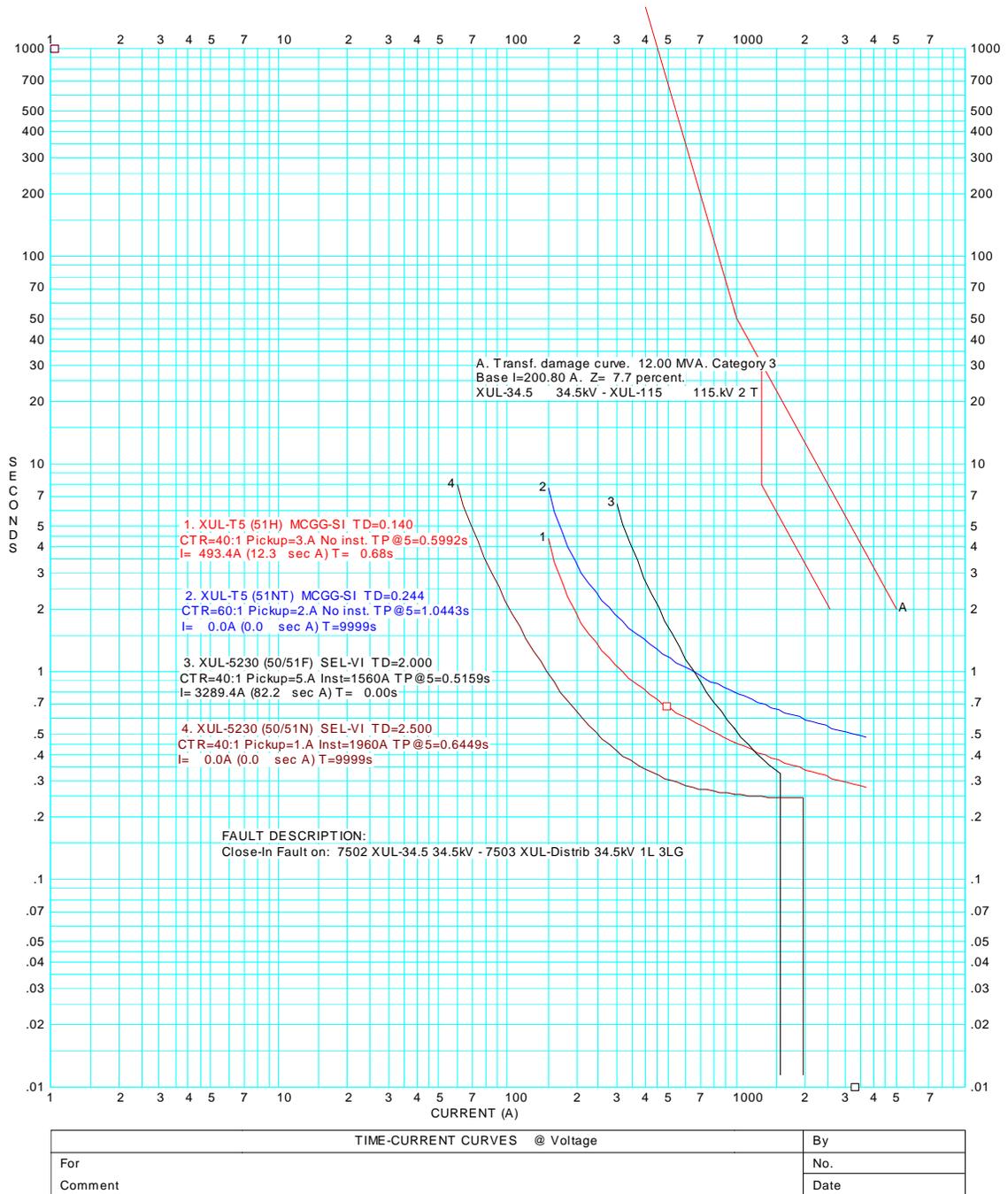


Figura 6.1. Respuesta de los equipos de protección ante una falla trifásica en el bus de B.T. de la subestación.



En la figura anterior, se muestra gráficamente el comportamiento de la respuesta de los equipos de protección ante una simulación de falla trifásica en el bus de B.T. de la subestación.

El proceso se inicia graficando las curvas de operación de cada dispositivo de protección a coordinar en una hoja logarítmica, indicando sobre las abscisas la corriente en amperes y sobre el de las ordenadas el tiempo en segundos. Las curvas de coordinación de los dispositivos se obtienen de los fabricantes. Los programas para computadora, normalmente traen un amplio catálogo de curvas.

En la figura 6.1, se puede observar en la parte derecha superior la curva de daño del transformador T5 (indicada con la letra A) y en la parte central de la misma las curvas de operación de los dispositivos de protección (indicadas con los números 1, 2, 3 y 4). En este caso son relevadores de sobrecorriente.

Es importante señalar que las curvas de operación de los dispositivos de protección quedan por debajo de la curva de daño del transformador y que las curvas del relevador MCGG-SI-51H (1) y MCGG-SI-51NT (2) no se cruzan; estableciéndose un margen mínimo en tiempo de coordinación de 0.3 a 0.4 segundos entre las curvas características tiempo-corriente de los dos dispositivos de protección para la máxima corriente de cortocircuito común a ambos equipos. De ésta manera se asegura que el transformador quede protegido ante alguna falla. Si durante el estudio de coordinación, las curvas se sobreponen o si no hay suficiente espacio para las curvas para asegurar la selectividad, se debe ensayar con distintos dispositivos o entre distintos ajustes entre los dispositivos. En otras palabras, el proceso de coordinación de protecciones se puede interpretar como un trabajo repetido de prueba y error mediante el cual varias curvas características tiempo-corriente de los elementos en serie del sistema se acomodan unas con respecto a otras en la curva total, de esta manera se satisfacen las limitaciones que los dispositivos de protección se imponen unos a otros.

Se puede observar en la figura 6.1 que para una falla con las características mencionadas anteriormente, el relevador (1) libera la falla en 0.68 segundos, el

cual es un tiempo adecuado para evitar daños a las instalaciones del sistema. Los demás equipos no operan.

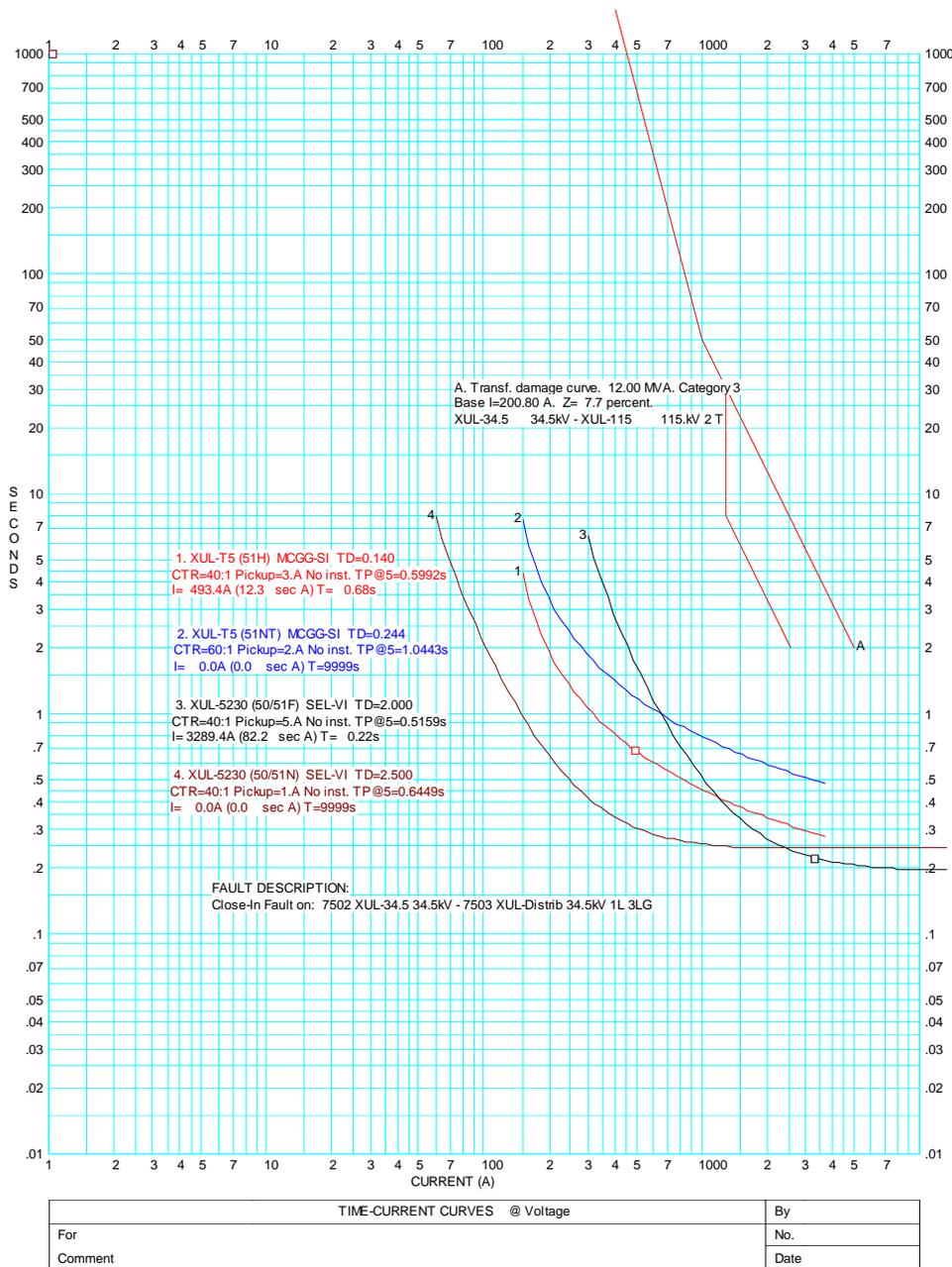


Figura 6.2. Respuesta de los equipos de protección ante una falla trifásica a la altura del interruptor de potencia del circuito.



En la figura 6.2 se muestra la respuesta de los equipos ante una falla trifásica a la altura del interruptor de potencia del circuito de distribución XUL-5230. De igual manera, se puede observar que las curvas de operación de los dispositivos de protección quedan por debajo de la curva de daño del transformador. Sin embargo, las curvas del relevador (1) y SEL-VI-50/51F (3) se cruzan. No obstante, se observa que los tiempos de respuesta para los equipos (1) y (3) son distintos entre sí y quedan por debajo de la unión de las curvas de operación de los relevadores. El relevador (3) opera ante una falla trifásica en 0.22 segundos y el relevador (1) opera a un tiempo de 0.68 como respaldo a la falla ocurrida.

Ahora, se muestra gráficamente en la figura 6.3 el comportamiento de la respuesta de los equipos de protección ante la simulación de una falla trifásica a una distancia aproximada del 10% de la longitud total del circuito a partir de la subestación. En esta gráfica se aprecian las características de los dispositivos de protección y sus valores/tiempo de operación. La curva de daño del transformador también se indica. En esta ocasión, el relevador (1) opera a un tiempo de 0.27 segundos y el relevador (2) opera a un tiempo de 1.05 segundos como respaldo ante la falla.

Es importante mencionar que las unidades de sobrecorriente de fase instantáneas (50F) y las de tiempo inverso (51F) deben tener rangos de selección de ajustes en corriente y tiempo diferentes a las unidades de sobrecorriente de tierra (50N y 51N), y sus contactos de disparo deben ser independientes; de tal forma, se puede bloquear un segundo disparo instantáneo por sobrecorriente cuando el primer intento de recierre no ha tenido éxito, permitiendo así la coordinación entre los elementos de tiempo inverso con los otros elementos de sobrecorriente localizados a lo largo del alimentador de distribución, como pueden ser fusibles y restauradores.

En las figuras 6.4 a 6.8, se muestra gráficamente el comportamiento de la respuesta de los equipos de protección ante la simulación de una falla trifásica a una distancia aproximada del 20%, 30%, 40%, 50% y 60% respectivamente de la longitud total del circuito a partir de la subestación. En estas gráficas se aprecian



las características de los dispositivos de protección y sus valores/tiempo de operación. La curva de daño del transformador también se indica. Cuando una falla trifásica ocurre a una distancia aproximada del 20% de la longitud total del circuito a partir de la subestación, el relevador (3) opera a un tiempo de 0.34 segundos y el relevador (1) opera a un tiempo de 1.64 segundos como respaldo ante la falla. De igual manera, cuando una falla trifásica ocurre a una distancia aproximada del 30% de la longitud total del circuito a partir de la subestación, el relevador (3) opera a un tiempo de 0.44 segundos y el relevador (1) opera a un tiempo de 2.82 segundos como respaldo ante la falla. Cuando una falla trifásica ocurre a una distancia aproximada del 40% de la longitud total del circuito a partir de la subestación, el relevador (3) opera a un tiempo de 0.57 segundos y el relevador (1) no alcanza a operar como respaldo ante la falla.

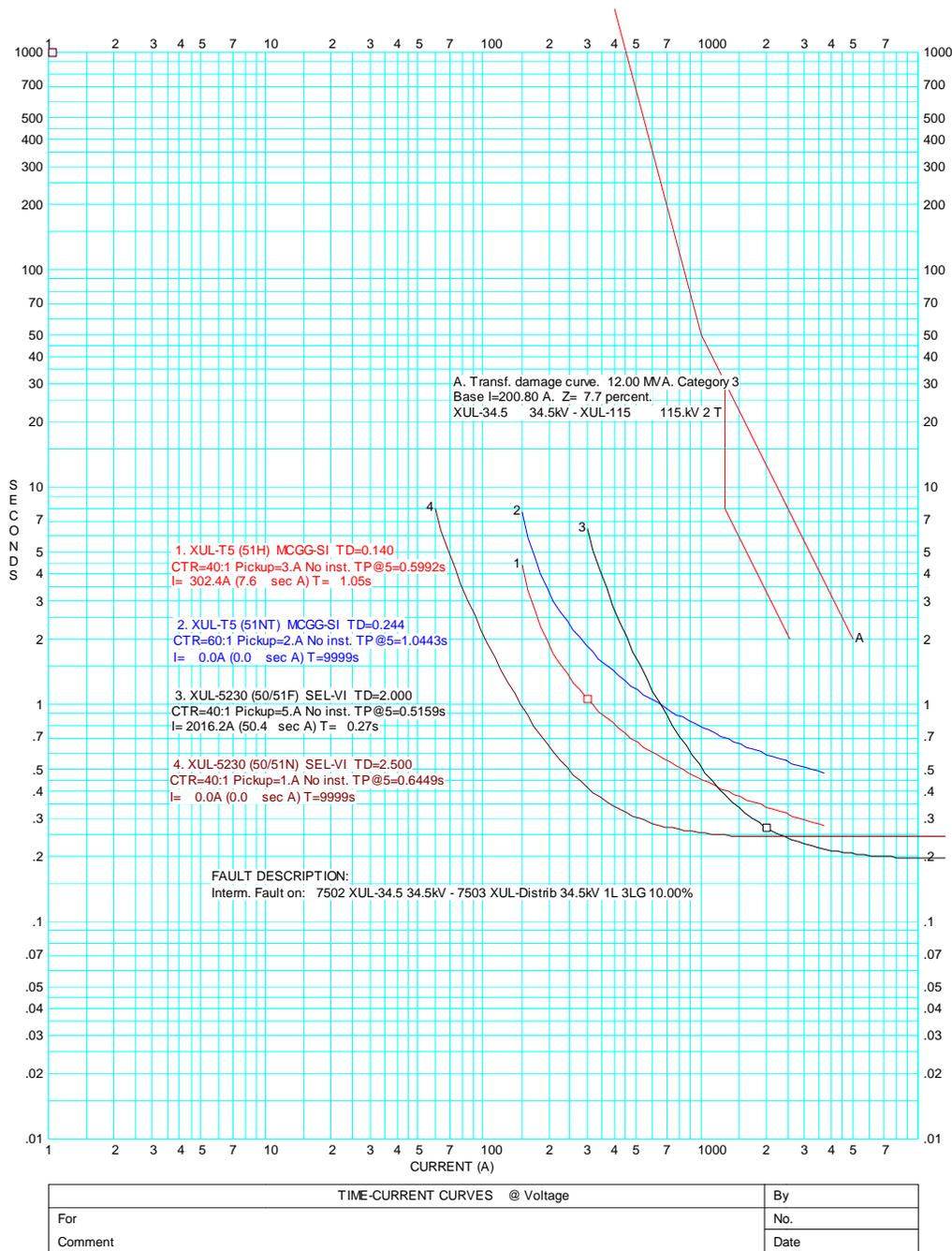


Figura 6.3. Respuesta de los equipos de protección ante una falla trifásica a una distancia aproximada del 10% de la longitud total del circuito a partir de la subestación.



De manera similar, cuando una falla trifásica ocurre a una distancia aproximada del 50% de la longitud total del circuito a partir de la subestación, el relevador (3) opera a un tiempo de 0.73 segundos y el relevador (1) no alcanza a operar como respaldo ante la falla. Y finalmente, cuando una falla trifásica ocurre a una distancia aproximada del 60% de la longitud total del circuito a partir de la subestación, el relevador (3) opera a un tiempo de 0.92 segundos y el relevador (1) no alcanza a operar como respaldo ante la falla.

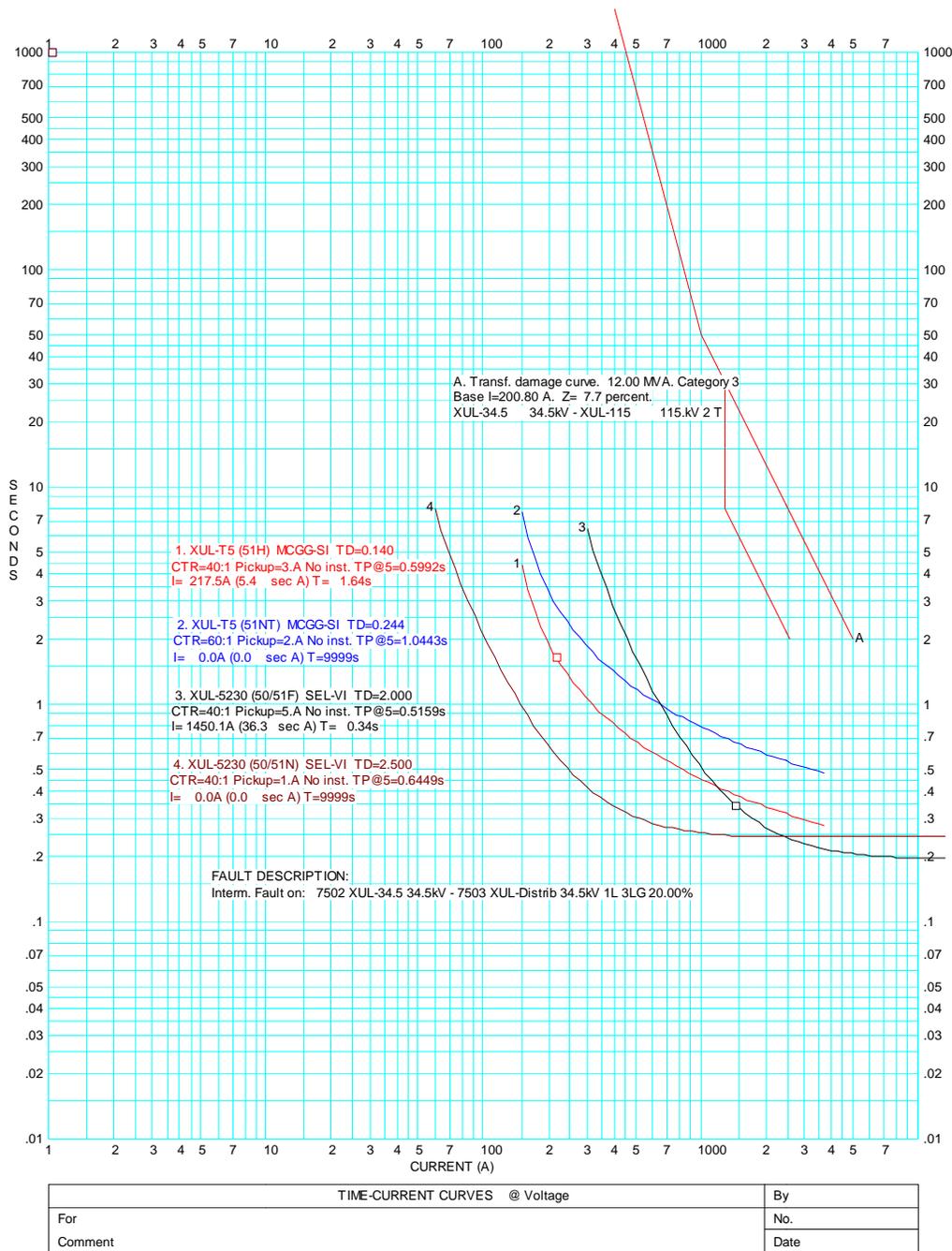


Figura 6.4. Respuesta de los equipos de protección ante una falla trifásica a una distancia aproximada del 20% de la longitud total del circuito a partir de la subestación.

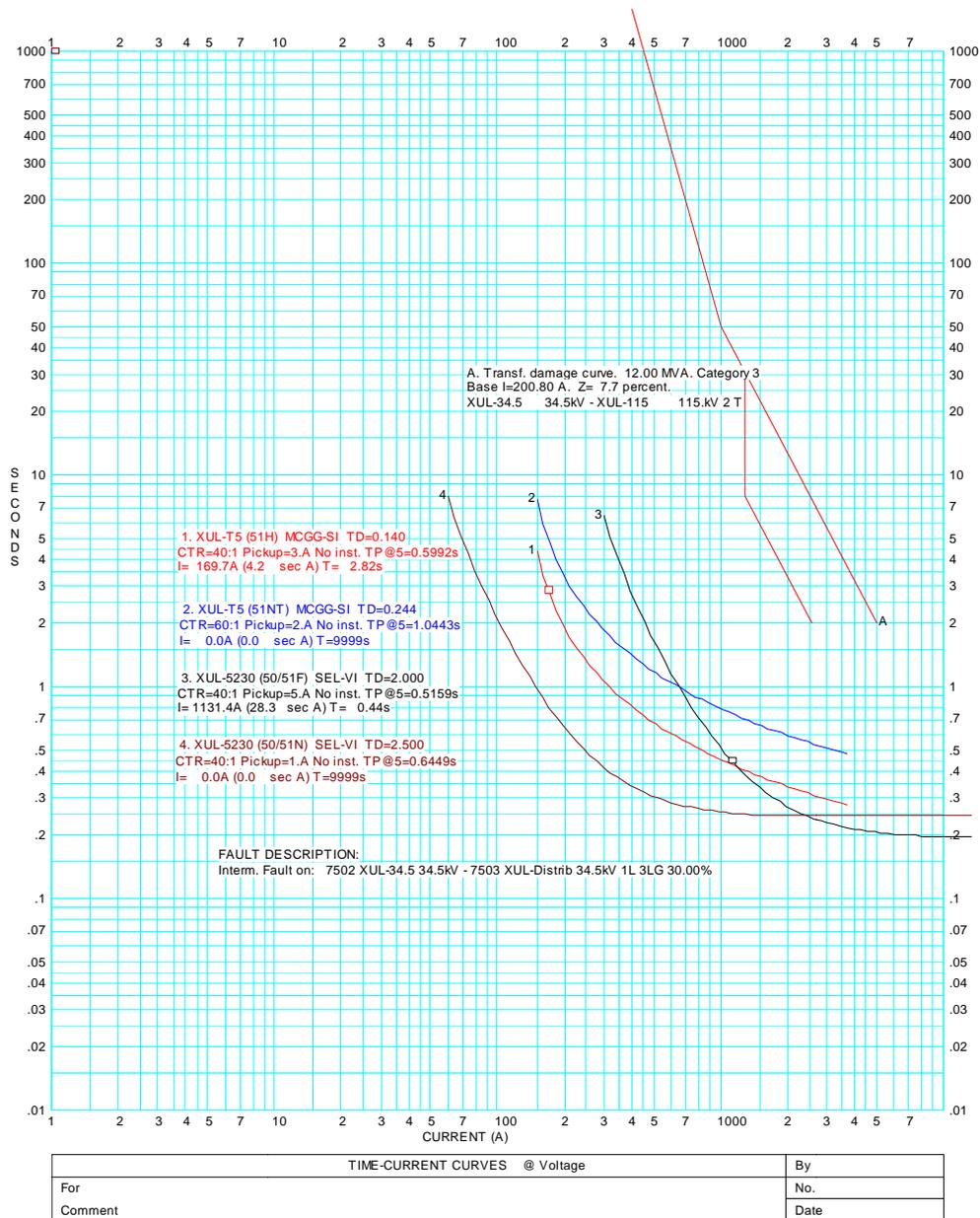


Figura 6.5. Respuesta de los equipos de protección ante una falla trifásica a una distancia aproximada del 30% de la longitud total del circuito a partir de la subestación.

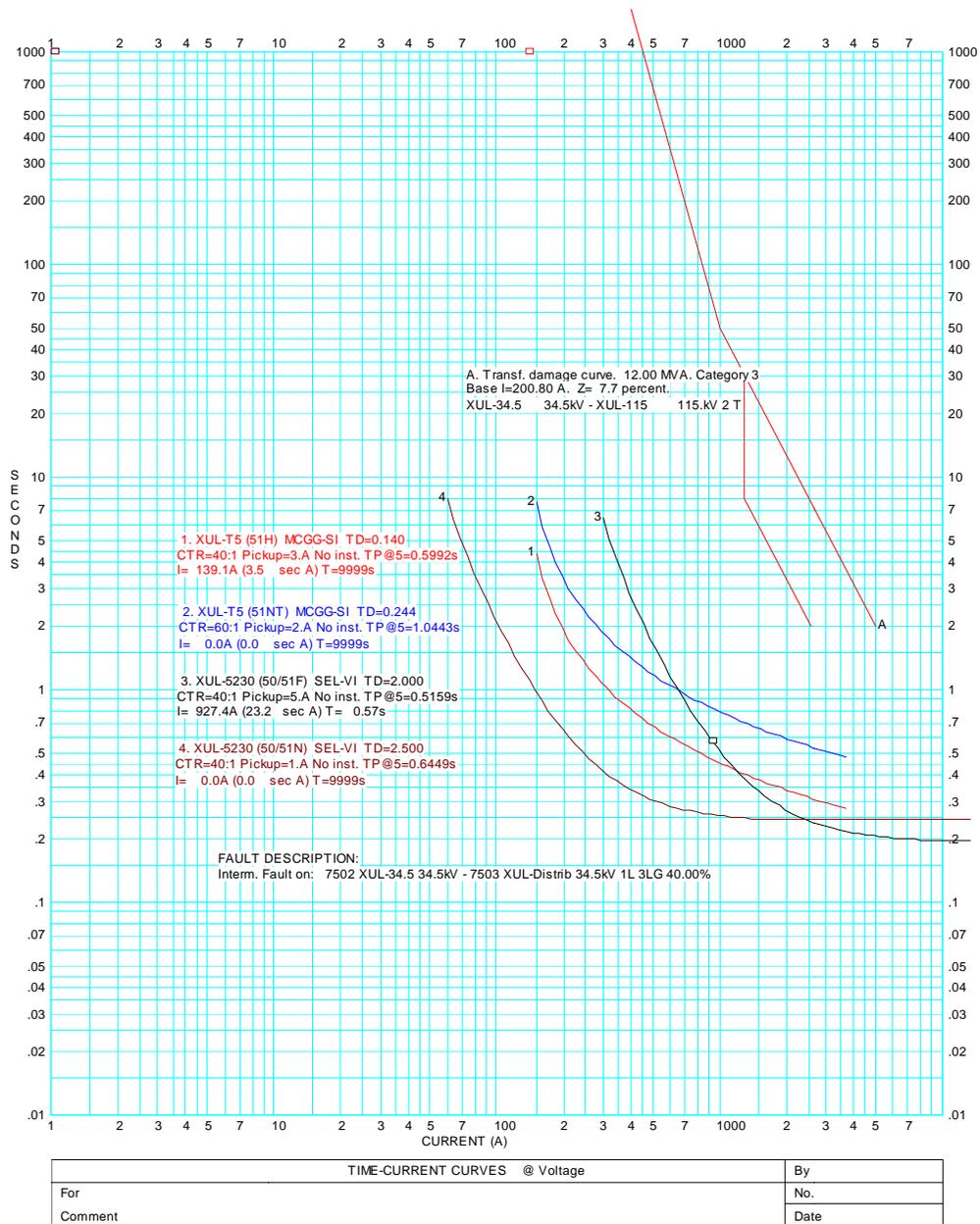


Figura 6.6. Respuesta de los equipos de protección ante una falla trifásica a una distancia aproximada del 40% de la longitud total del circuito a partir de la subestación.

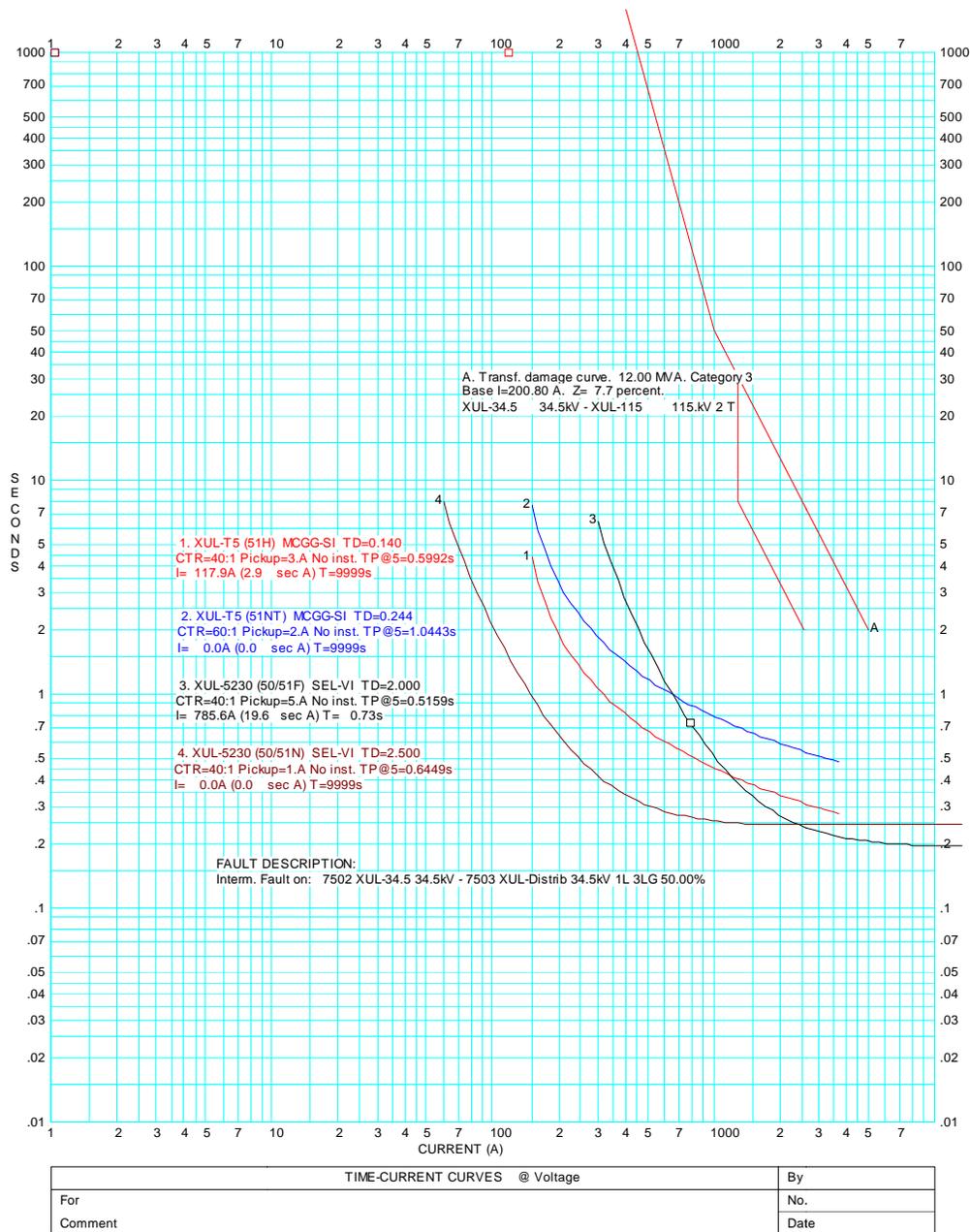


Figura 6.7. Respuesta de los equipos de protección ante una falla trifásica a una distancia aproximada del 50% de la longitud total del circuito a partir de la subestación.

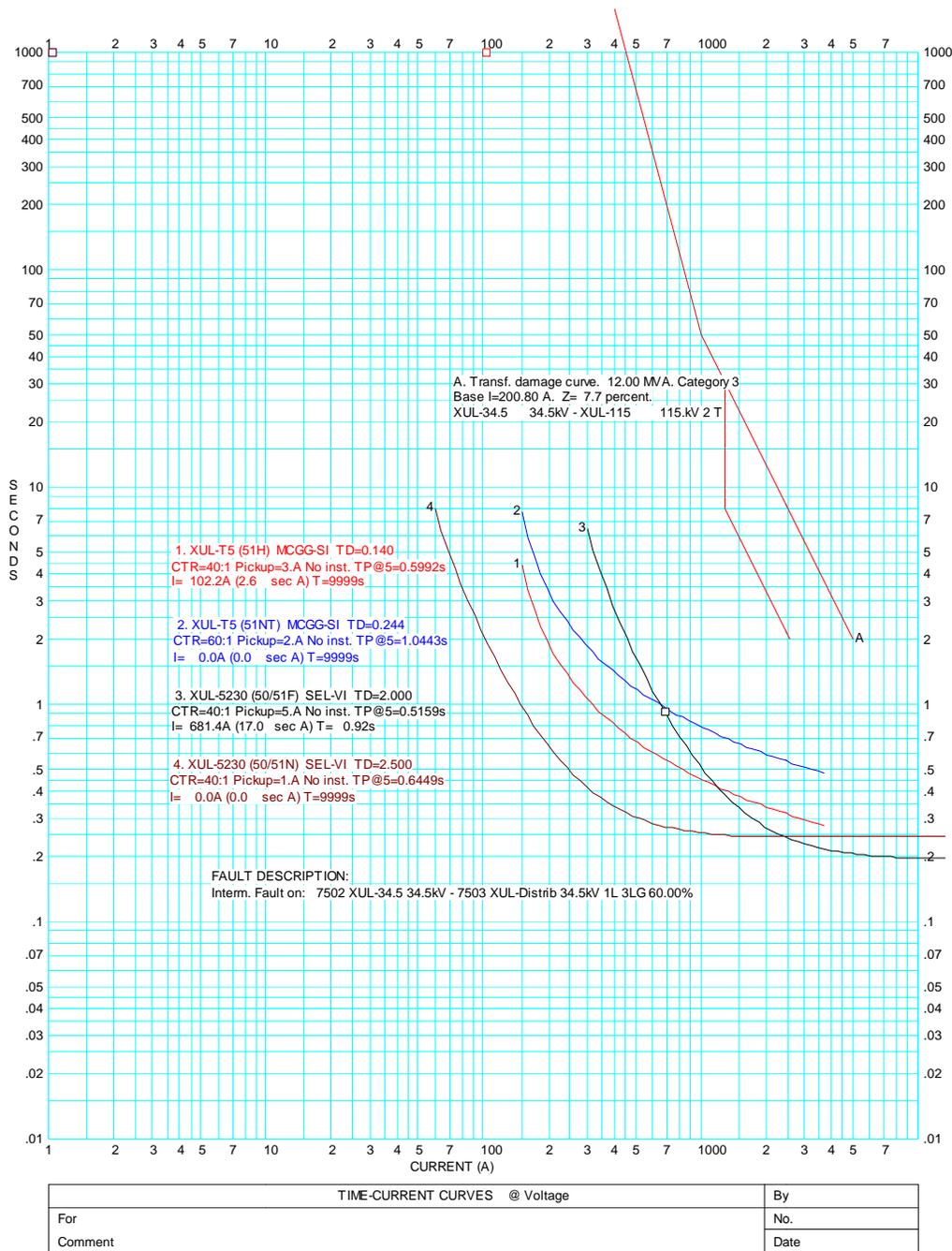


Figura 6.8. Respuesta de los equipos de protección ante una falla trifásica a una distancia aproximada del 60% de la longitud total del circuito a partir de la subestación.



Tomando en cuenta que las subestaciones son un componente importante de los SEP, además de ser los de mayor costo económico, y que la continuidad del servicio depende en gran parte de ellas; es necesario en ocasiones aplicar maniobras de mantenimiento preventivo o correctivo. En todo caso, se debe revisar con cierta frecuencia el estado de los equipos, dar mantenimiento correctivo para reparaciones o reemplazos preventivos, el cual deberá tener cierta planificación para intervenciones de emergencia. En ocasiones el mantenimiento consiste en una serie de pruebas a realizar en los equipos para verificar su estado y conocer el estado futuro o anticiparse a las posibles fallas. El mantenimiento preventivo se realiza generalmente con línea desenergizada, pero existen algunas técnicas que se pueden aplicar sin necesidad de desenergizar la línea. En la mayoría de las industrias el mantenimiento programado se efectúa en días en los que la producción puede ser interrumpida, pero en el caso del servicio eléctrico, ya que su continuidad no puede ser interrumpida, estos trabajos se programan en días en los que el consumo de energía eléctrica es menor que los demás, lo que ocurre generalmente los fines de semana. También existen disposiciones de subestaciones que permiten que algunos equipos puedan ser desenergizados para trabajos de mantenimiento, sin que esto implique la interrupción del servicio eléctrico, pero de todos modos requerirá de una coordinación con los responsables de operación. En base a lo citado anteriormente es de gran importancia analizar cómo se comportan los equipos de protección en caso de mantenimiento o reparación a un equipo de la subestación.

En la figura 6.9 se muestra gráficamente el comportamiento de la respuesta de los equipos de protección ante una simulación de falla trifásica en el bus de B.T. de la subestación con un transformador de unidad desconectado. Se puede observar en la parte derecha superior la curva de daño del transformador T5 (indicada con la letra A) y en la parte central de la misma las curvas de operación de los dispositivos de protección (indicadas con los números 1, 2, 3 y 4). Para una falla trifásica, el relevador (1) libera la falla en 0.60 segundos, el cual es un tiempo



adecuado para evitar daños a las instalaciones del sistema. Los demás equipos no operan.

En la figura 6.10 se muestra la respuesta de los equipos ante una falla trifásica a la altura del interruptor de potencia del circuito de distribución XUL-5230 con un transformador de unidad desconectado. De igual manera, se puede observar que las curvas de operación de los dispositivos de protección quedan por debajo de la curva de daño del transformador. El relevador (3) opera ante una falla trifásica en 0.27 segundos y el relevador (1) opera a un tiempo de 0.60 como respaldo a la falla ocurrida.

Ahora, se muestra gráficamente en la figura 6.11 el comportamiento de la respuesta de los equipos de protección ante la simulación de una falla trifásica a una distancia aproximada del 10% de la longitud total del circuito a partir de la subestación con un transformador de unidad desconectado. En esta gráfica se aprecian las características de los dispositivos de protección y sus valores/tiempo de operación. La curva de daño del transformador también se indica. En esta ocasión, el relevador (3) opera a un tiempo de 0.34 segundos y el relevador (1) opera a un tiempo de 0.75 segundos como respaldo ante la falla.

En las figuras 6.12 a 6.15, se muestra gráficamente el comportamiento de la respuesta de los equipos de protección ante la simulación de una falla trifásica a una distancia aproximada del 20%, 30%, 40% y 50% respectivamente de la longitud total del circuito a partir de la subestación con un transformador de unidad desconectado. En estas gráficas se aprecian las características de los dispositivos de protección y sus valores/tiempo de operación. La curva de daño del transformador también se indica. Cuando una falla trifásica ocurre a una distancia aproximada del 20% de la longitud total del circuito a partir de la subestación, el relevador (3) opera a un tiempo de 0.44 segundos y el relevador (1) opera a un tiempo de 0.93 segundos como respaldo ante la falla. De igual manera, cuando una falla trifásica ocurre a una distancia aproximada del 30% de la longitud total del circuito a partir de la subestación, el relevador (3) opera a un tiempo de 0.57 segundos y el relevador (1) opera a un tiempo de 1.15 segundos como respaldo



ante la falla. Cuando una falla trifásica ocurre a una distancia aproximada del 40% de la longitud total del circuito a partir de la subestación, el relevador (3) opera a un tiempo de 0.73 segundos y el relevador (1) opera en un tiempo de 1.43 segundos como respaldo ante la falla. Y finalmente cuando una falla trifásica ocurre a una distancia aproximada del 50% de la longitud total del circuito a partir de la subestación, el relevador (3) opera a un tiempo de 0.92 segundos y el relevador (1) opera en un tiempo de 1.82 segundos como respaldo ante la falla.

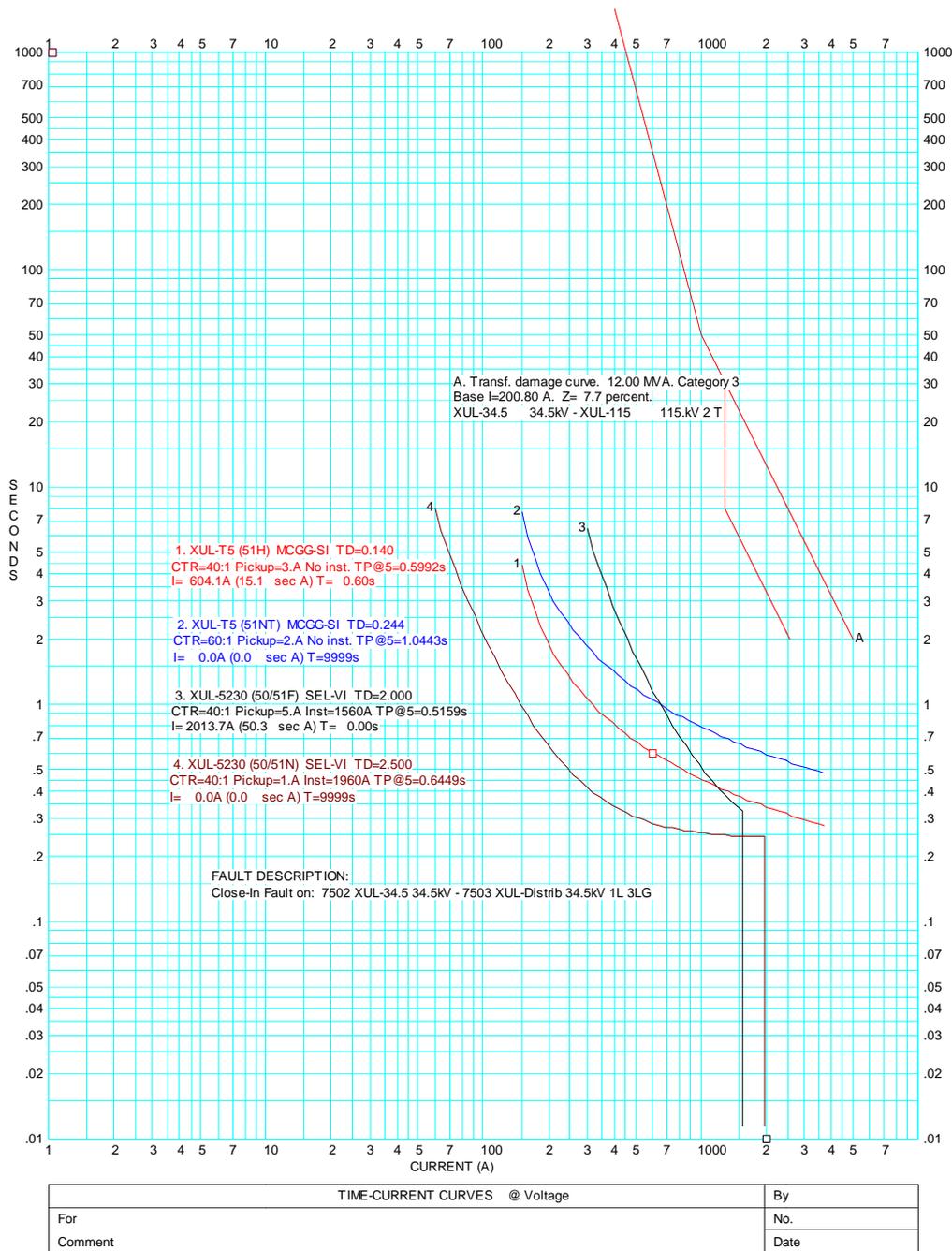


Figura 6.9. Respuesta de los equipos de protección ante una falla trifásica en el bus de B.T. de la subestación con un transformador de unidad desconectado.

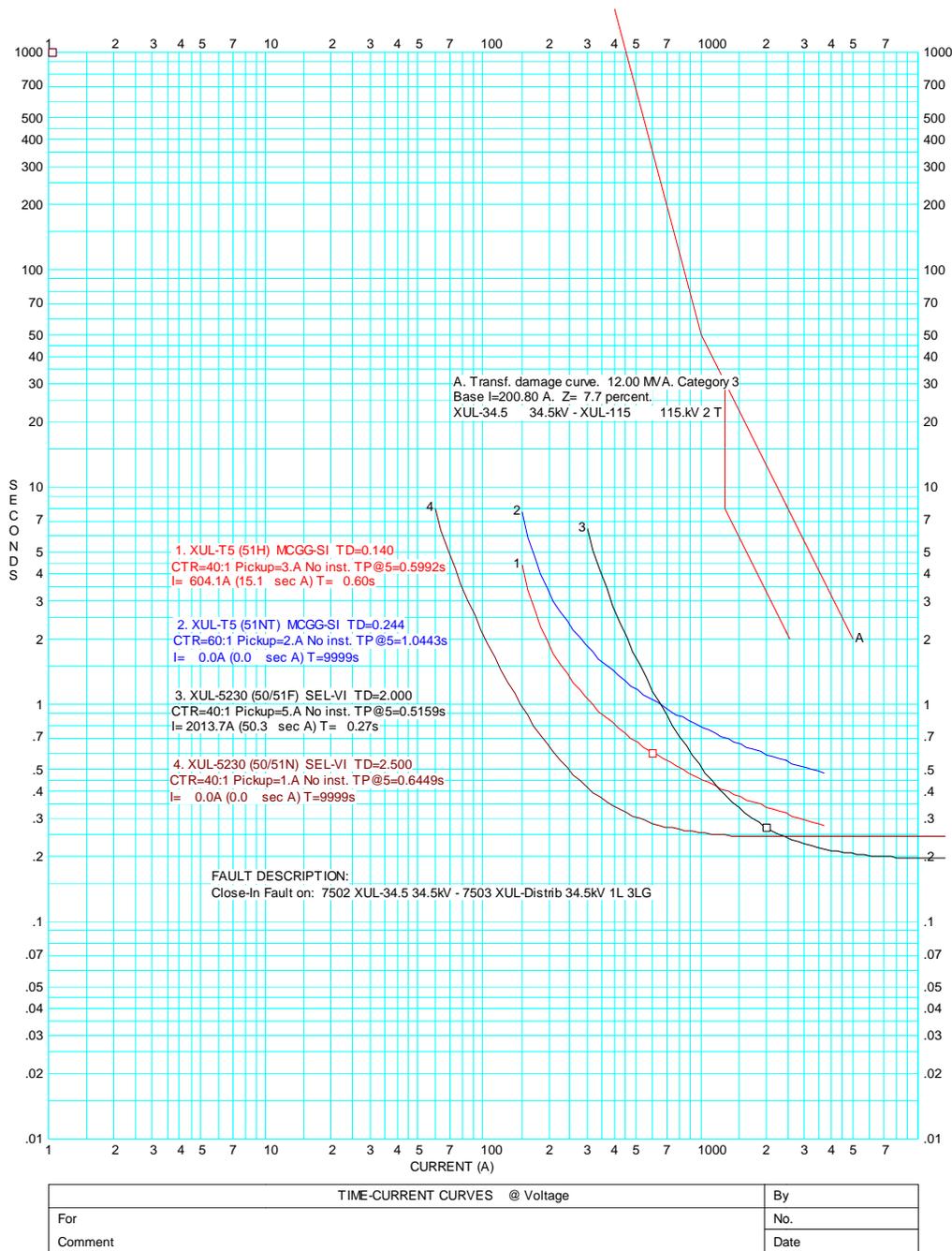


Figura 6.10. Respuesta de los equipos de protección ante una falla trifásica a la altura del interruptor de potencia del circuito con un transformador de unidad desconectado.

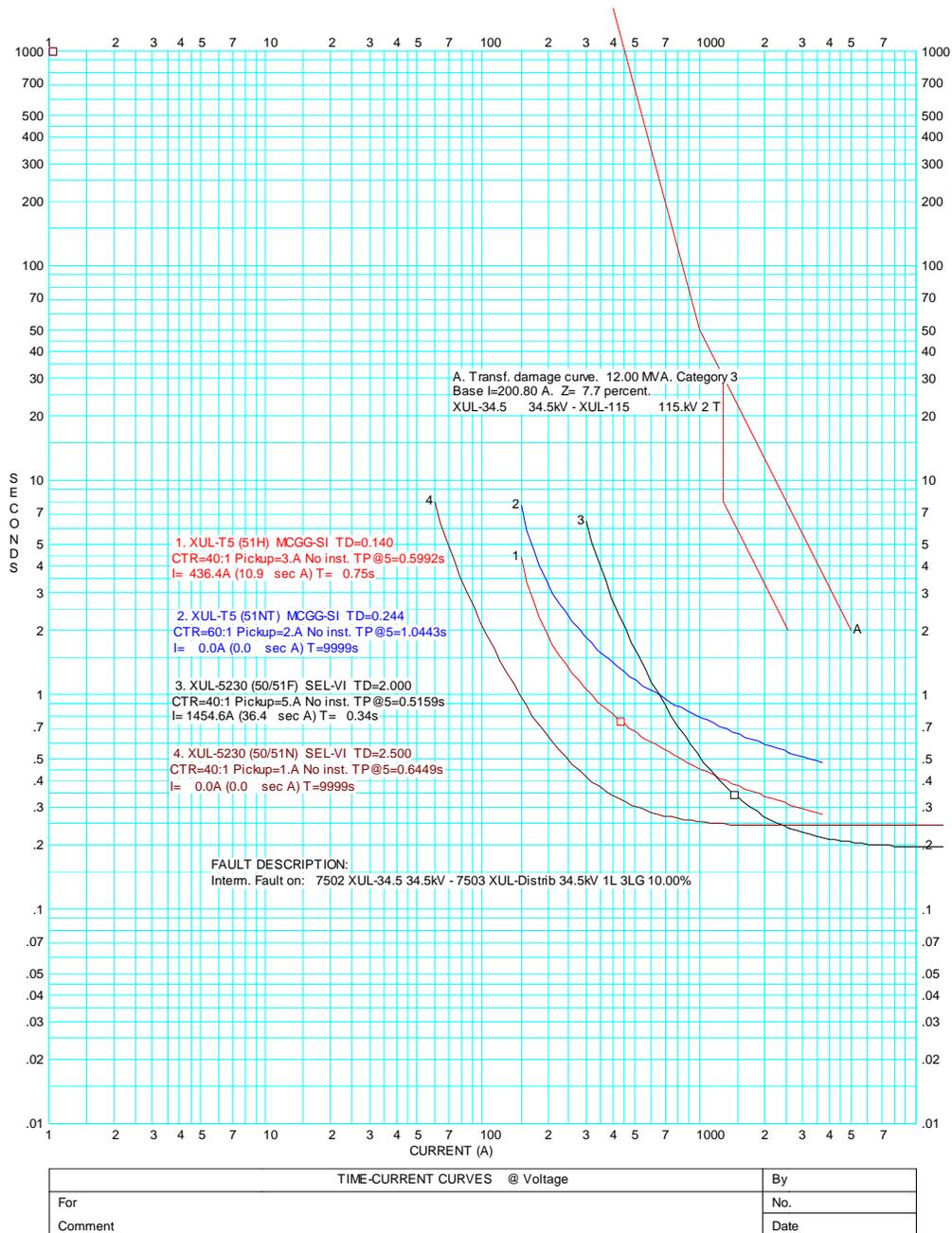


Figura 6.11. Respuesta de los equipos de protección ante una falla trifásica a una distancia aproximada del 10% de la longitud total del circuito a partir de la subestación con un transformador de unidad desconectado.

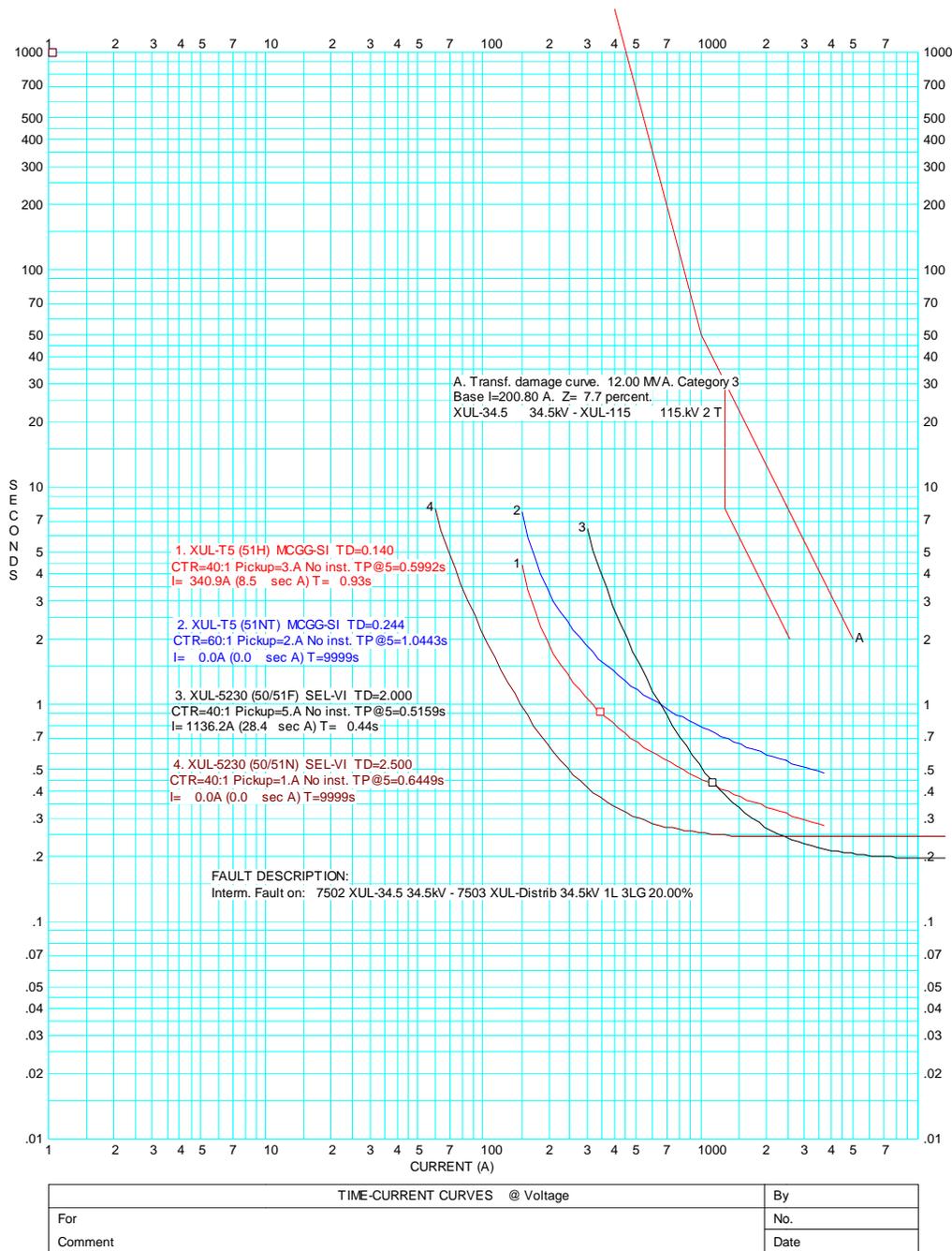


Figura 6.12. Respuesta de los equipos de protección ante una falla trifásica a una distancia aproximada del 20% de la longitud total del circuito a partir de la subestación con un transformador de unidad desconectado.

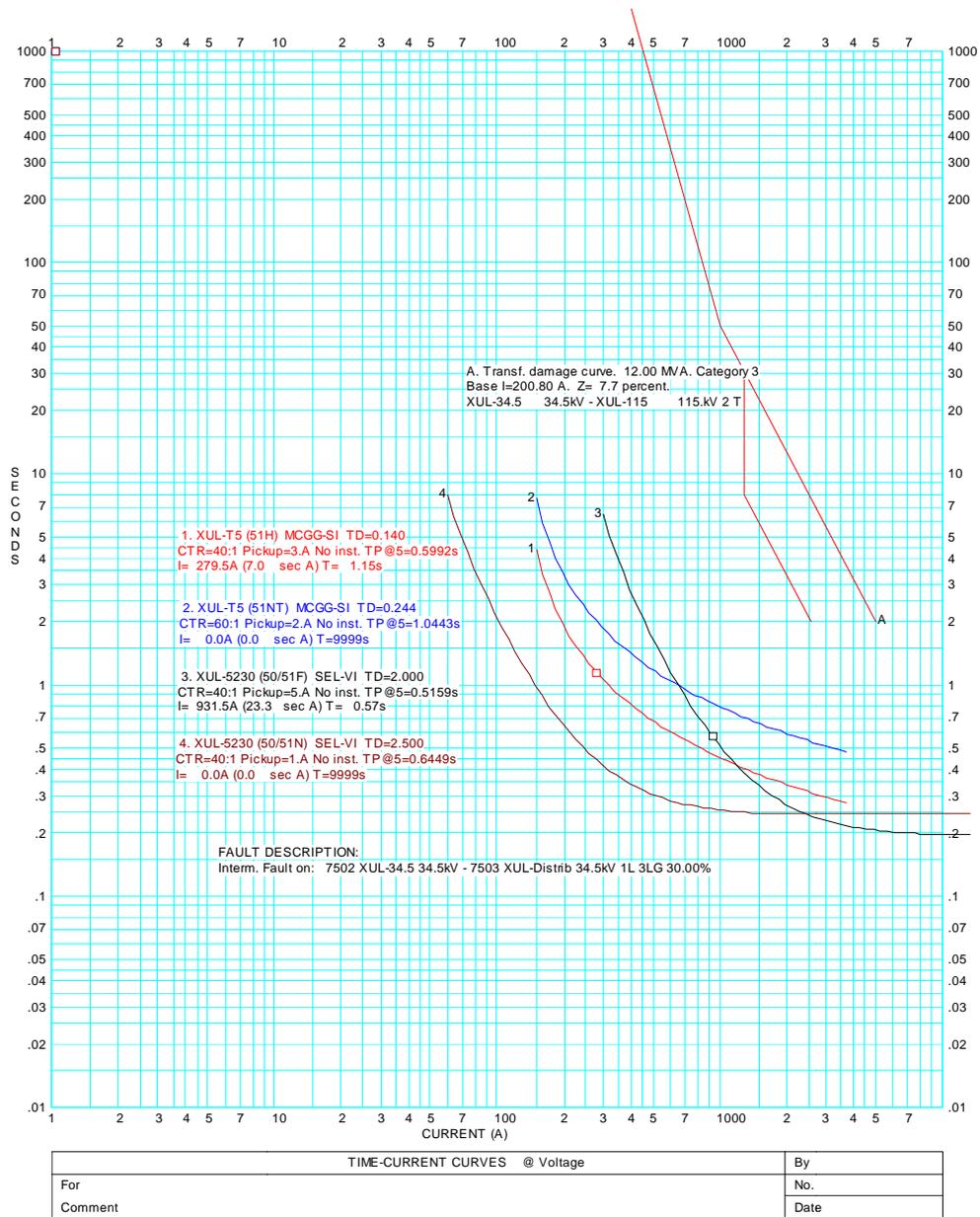


Figura 6.13. Respuesta de los equipos de protección ante una falla trifásica a una distancia aproximada del 30% de la longitud total del circuito a partir de la subestación con un transformador de unidad desconectado.

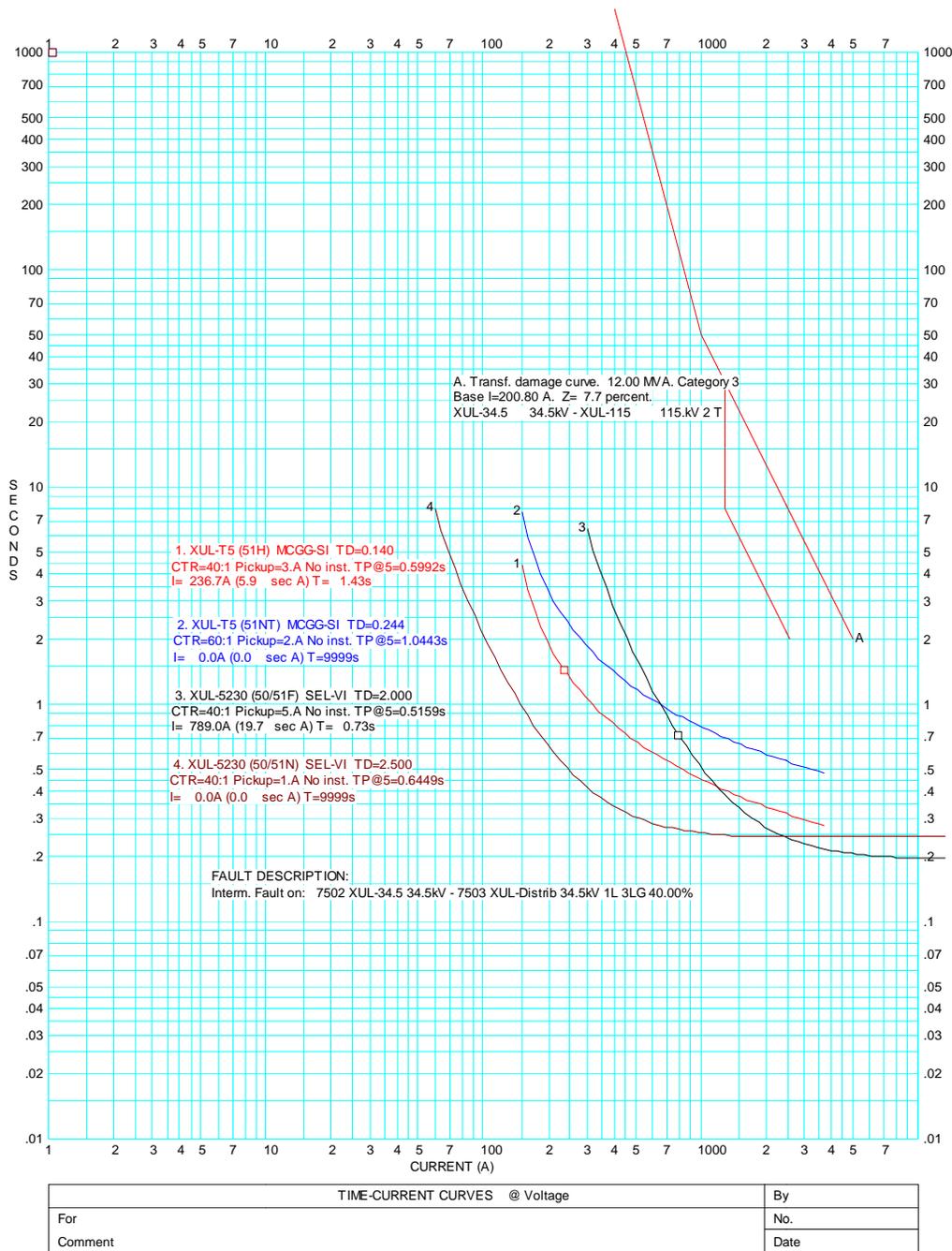


Figura 6.14. Respuesta de los equipos de protección ante una falla trifásica a una distancia aproximada del 40% de la longitud total del circuito a partir de la subestación con un transformador de unidad desconectado.

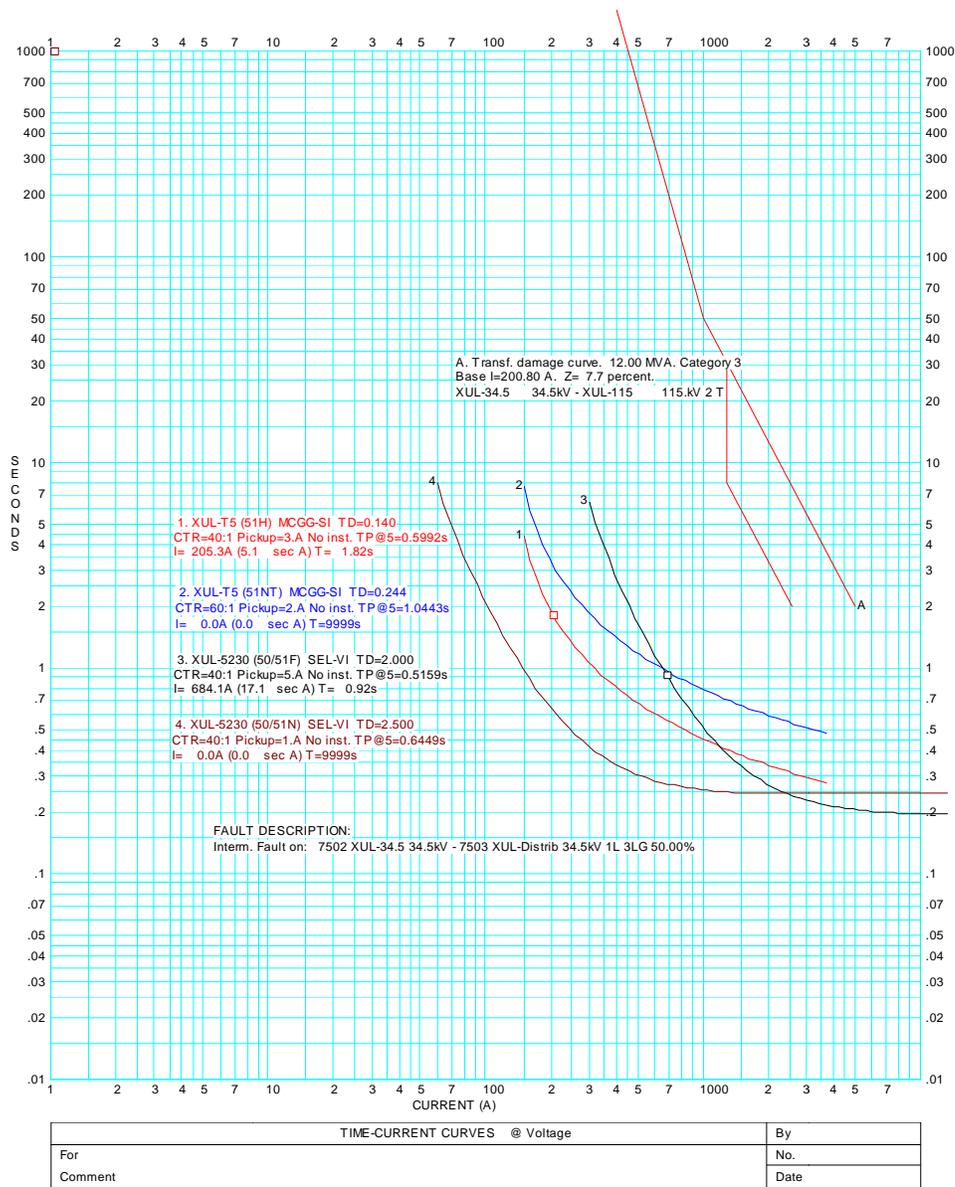


Figura 6.15. Respuesta de los equipos de protección ante una falla trifásica a una distancia aproximada del 50% de la longitud total del circuito a partir de la subestación con un transformador de unidad desconectado.

CONCLUSIONES

Con la realización de este trabajo quedaron actualizados, en gran parte, el diagrama unifilar del circuito eléctrico de distribución XUL-5230, características del mismo y sus dispositivos de protección. Esta tarea se realizó usando como base los archivos, planos y estudios, existentes hasta la fecha y tomando en cuenta las modificaciones hechas. En muchos casos la información que no se tenía a la mano o que requería verificarse, se obtuvo por medio del recorrido del circuito y visitas a las distintas instalaciones y equipos en el sitio. Para estas tareas se contó con el total apoyo del personal del Departamento de Distribución de la CFE. De igual manera, es importante mencionar que la parte larga del circuito tiene más de 100 kilómetros de longitud. Motivo por el cual el recorrido total del circuito se completó en varios viajes y días. Haciéndose esta parte del trabajo de investigación una de las más exhaustivas y desgastantes. Se inspeccionó de manera detallada las características del circuito eléctrico para poder obtener lo más exactamente posible las características del mismo. De igual manera se prestó mucha atención en los puntos de interés donde se calcularía la corriente de corto circuito, tomando en consideración la longitud, usuarios que están conectados a la rama eléctrica, poblado al que se suministra energía eléctrica, etc.

Se estableció un sistema de protecciones capaz de responder correctamente ante fallas tanto en la subestación como en el circuito de distribución. Esto se logró simulando fallas en el circuito mediante un software de computadora y observando la respuesta de los equipos de protección. De igual manera, se probó la coordinación de protecciones obtenida ante una situación de mantenimiento o descompostura de algún elemento de la subestación. En el presente trabajo se prestó importancia a la posibilidad de una descompostura o mantenimiento a un transformador de potencia de la subestación que suministra al circuito. Esto debido a que en algún momento de la vida operativa del sistema



de potencia ocurrirá una falla no deseada del equipo, o se tendrá que realizar mantenimiento correctivo o preventivo al equipo antes mencionado.

En la actualidad, se puede realizar todo el proceso de coordinación de protecciones a base de programas digitales, desarrollados en la mayoría de los casos para computadoras personales o para estaciones de trabajo; estos programas simplifican considerablemente el trabajo de coordinación entre los dispositivos de protección, dando una gran rapidez en los cálculos por efectuar, y por lo mismo, capacidad de análisis de una mayor diversidad de casos. Sin embargo, no siempre se dispondrá de una computadora personal o de los programas para éstos cálculos, y en cualquier caso, éstos están basados en los métodos de cálculo descritos en este trabajo. Por tal motivo, es necesario estudiar los fundamentos de la coordinación de protecciones, ya que constituye la base teórica y práctica de solución de la mayoría de éstos problemas, en donde el aspecto conceptual resulta fundamental para el uso correcto de los recursos y la solución apropiada de los problemas. Con la metodología descrita en esta investigación, se cuenta con una poderosa herramienta al momento de realizar un estudio de cálculo de corto circuito y coordinación de protecciones de un circuito de distribución aéreo.

También es importante mencionar que gracias a la formación académica que me proporcionó la Universidad de Quintana Roo, tuve las herramientas necesarias para involucrarme en ésta rama de la ingeniería eléctrica así como el haber desarrollado un gusto muy satisfactorio por la misma.



BIBLIOGRAFÍA

1. **William D. Stevenson, John J. Grainger.** *Análisis de Sistemas de potencia.* s.l. : MC GRAW HILL, 1996. Vol. Primera edición.
2. **(CFE), Comisión federal de electricidad.** Tensiones de Sistemas de Distribución, Subtransmisión y Transmisión. CFE L0000-021985.
3. **Harper, Gilberto Enríquez.** *Fundamentos de Instalaciones Eléctricas de Mediana y Alta Tensión.* Distrito Federal : LIMUSA, 2002. Segunda Edición.
4. **Mason, C. Rusell.** *El Arte y la Ciencia de la Protección por Relevadores.* s.l. : Editorial continental, S.A., 1980. Vol. Octava Edición.
5. **Roberto, Espinoza y Lara.** *Sistemas Eléctricos de Distribución.* México : Limusa, 1981.
6. **(CFE), Comisión Federal de Electricidad.** Programa para cálculo de impedancias de líneas y Cortocircuito de circuitos de distribución de energía. SISIEDIS.
7. **B. Ravindranath, M. Chander.** *Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia e Interruptores.* s.l. : Editorial Limusa, 1980. Vol. Primera Edición.



ANEXO A. Diagrama unifilar del circuito de distribución XUL-5230 Francisco Villa.

“Se anexa en archivo con extensión .ppt”

ANEXO B. Cálculo de corrientes de corto circuito de un tramo del circuito de distribución XUL-5230 Francisco Villa.

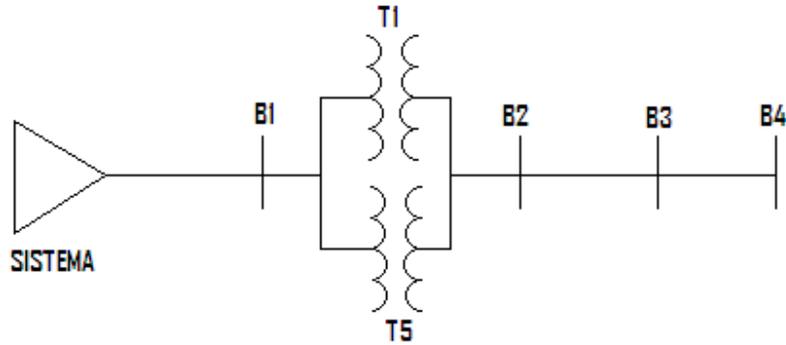


Diagrama unifilar.

Equivalentes de Thevenin del sistema:

R (+): 0.023765
X (+): 0.198415
R (0): 0.000693
X (0): 0.038349

Datos de los transformadores:

XUL-TRO5

Capacidad: 12/16/20.
Voltaje: 115/34.5 KV
Conexión: delta en A.T./estrella aterrizada en B.T.
Impedancia: 7.74/10.36/12.95.

XUL-TRO8

Capacidad: 12/16/20.
Voltaje: 115/34.5 KV
Conexión: delta en A.T./estrella aterrizada en B.T.
Impedancia: 9.29/12.51/15.57.

Datos de las líneas:

Línea 1 (ACSR 266.8):

Impedancia positiva: $0.02005 + j0.03298$
Impedancia cero: $0.03503 + j0.20117$



Línea 2 (ACSR 1/0):

Impedancia positiva: $0.05843 + j0.04308$

Impedancia cero: $0.0735 + j0.211068$

$MVA_{BASE} = 100$

$KV_{B1} = 115$

$KV_{B2} = 34.5$

Calculamos Impedancia base en 115 KV y 34.5 KV:

$$Z_{BASE} = \frac{(KV_{B1})^2}{MVA_B}$$

$$Z_{BASE \ 115 \ KV} = \frac{(115 \ KV)^2}{100 \ MVA} = 132.25 \ \Omega$$

$$Z_{BASE \ 34.5 \ KV} = \frac{(34.5 \ KV)^2}{100 \ MVA} = 11.9 \ \Omega$$

Obtención de impedancias secuencia de líneas:

$$Z_{P.U.} = \frac{Z_{\Omega}}{Z_{BASE}}$$

Línea 1 (ACSR 266.8) (secuencia positiva):

$$0.0386 \angle 58.7^\circ \times 9.4 \text{ Km.} = 0.36284 \angle 58.7^\circ$$

Línea 1 (ACSR 266.8) (secuencia cero):

$$0.0.2042 \angle 80.12^\circ \times 9.4 \text{ Km.} = 1.91948 \angle 80.12^\circ$$

Línea 2 (ACSR 1/0) (secuencia positiva):

$$0.0726 \angle 36.4^\circ \times 5.4 \text{ Km.} = 0.39204 \angle 36.4^\circ$$

Línea 2 (ACSR 1/0) (secuencia cero):

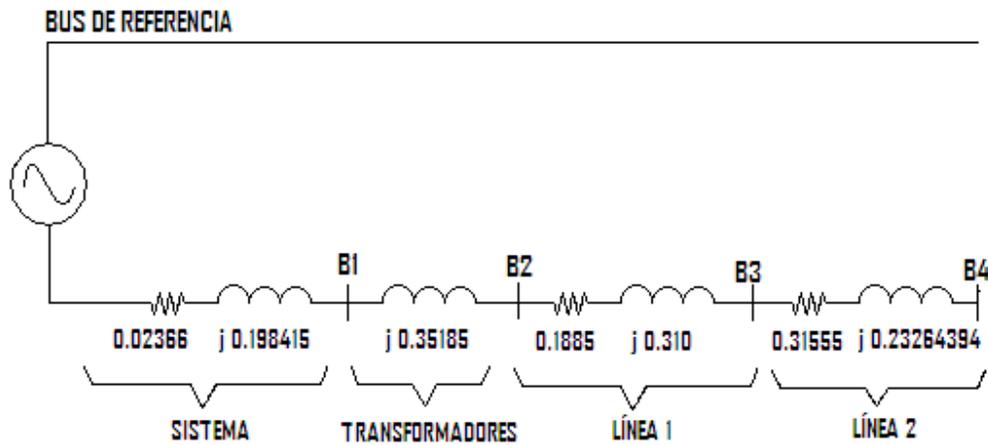
$$0.2235 \angle 70.8^\circ \times 5.4 \text{ Km.} = 1.2069 \angle 70.8^\circ$$

Impedancia de los transformadores:

$$Z_{TROS} = 0.0774 \times \left(\frac{115 \ KV}{115 \ KV}\right)^2 \times \frac{100 \ MVA}{12 \ MVA} = j0.645 \text{ p. u.}$$

$$Z_{TROB} = 0.0929 \times \left(\frac{115 \text{ KV}}{115 \text{ KV}}\right)^2 \times \frac{100 \text{ MVA}}{12 \text{ MVA}} = j0.77417 \text{ p. u.}$$

Diagrama de secuencia (positivo):



El diagrama de secuencia negativa es igual al de secuencia positiva (+), con diferencia que en el primero se omite la fuente.

Diagrama de secuencia (negativo):

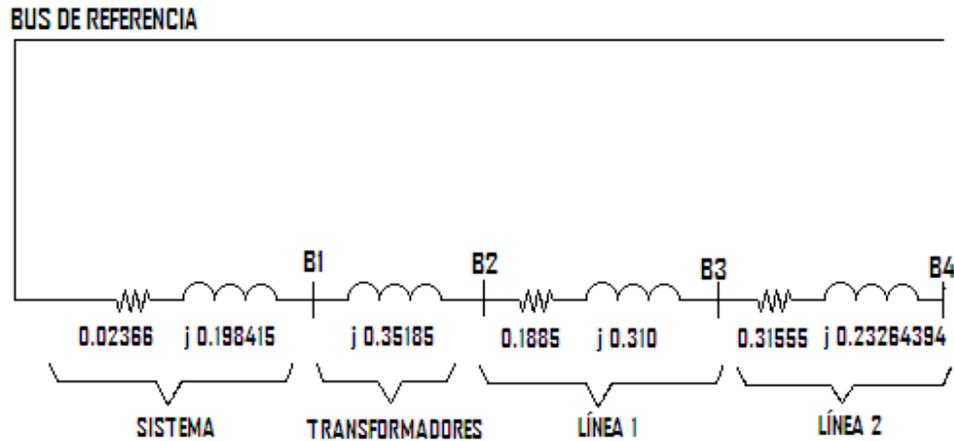
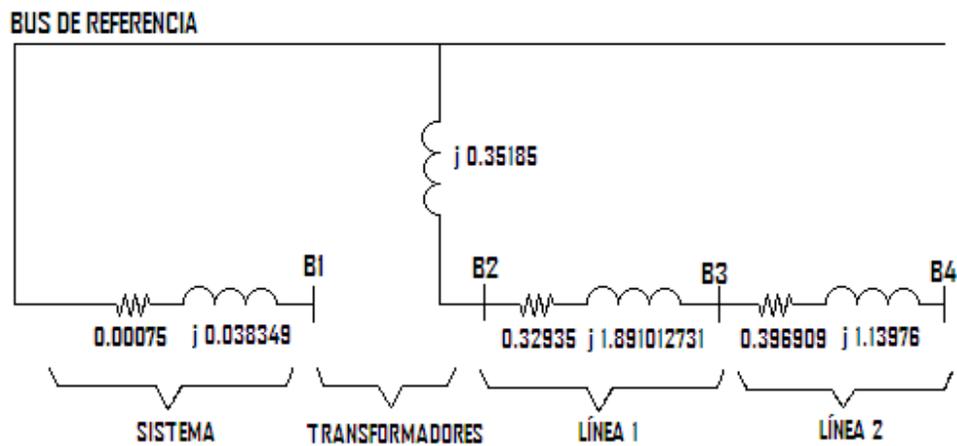


Diagrama de secuencia cero:



Calculando fallas en el punto B2:

- Z_1 : Impedancia positiva.
- Z_2 : Impedancia negativa.
- Z_0 : Impedancia cero.



$$Z_{\text{TOTAL TROS}} = \frac{0.645 \times 0.77417}{0.645 + 0.77417} = \frac{0.49934}{1.41917} = j 0.35185$$

$$Z_1 = 0.02366 + j 0.19841 + 0 + j 0.35185 = 0.02366 + j 0.55026$$

$$Z_1 = 0.55077 \angle 87.538^\circ$$

$$Z_0 = 0.0000 + j 0.35185 = 0.35185 \angle 90^\circ$$

Corriente de falla trifásica (3Φ)

$$I_{\text{c.c. TRIFÁSICA}} = \frac{V_{TH}}{Z_1} \text{ y } V_{TH} = 1.0 \angle 0^\circ \text{ p. u.}$$

$$I_{\text{c.c. TRIFÁSICA}} = \frac{1.0 \angle 0^\circ}{0.55077 \angle 87.538^\circ} = 1.81564 \angle -87.538^\circ$$

$$I_{\text{BASE 34.5 KV}} = \frac{100 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 34.5} = 1,673.48 \text{ A}$$

$$I_{\text{c.c. TRIFÁSICA}} = 1.81564 \angle -87.538^\circ \times 1,673.48 \text{ A}$$

$$I_{\text{c.c. TRIFÁSICA}} = 3,038.43 \text{ A} \angle -87.538^\circ$$

Corriente monofásica (1 Φ):

$$2 Z_1 + Z_0 = 1.10154 \angle 87.538^\circ + 0.35185 \angle 90^\circ$$

$$2 Z_1 + Z_0 = 0.047318615 + j 1.100523203 + 0.0000 + j 0.35185$$

$$2 Z_1 + Z_0 = 0.047318615 + j 1.452373203$$

$$2 Z_1 + Z_0 = 1.453144 \angle 88.14^\circ$$

$$I_{\text{C.C. MONOFÁSICA}} = \frac{3V_{TH}}{2Z_1 + Z_0} = \frac{3 \angle 0^\circ}{1.453144 \angle 88.14^\circ} = 2.06449 \angle -88.134^\circ$$

$$I_{\text{C.C. MONOFÁSICA}} = 2.06449 \angle -88.134^\circ \times 1673.48 \text{ A} = 3454.88 \angle -88.134^\circ$$



Para el punto B3:

$$Z_1 = 0.55077 \angle 87.538^\circ + 0.36284 \angle 58.7^\circ$$

$$Z_1 = 0.02366 + j 0.55026 + 0.188502314 + j 0.310031841$$

$$Z_1 = 0.212162314 + j 0.860291841 = 0.886067096 \angle 76.146^\circ$$

$$Z_0 = 0.0000 + j 0.35185 + 0.329354401 + j 1.891012731$$

$$Z_0 = 0.329354401 + j 2.242862731$$

$$Z_0 = 2.266915868 \angle 81.646^\circ$$

Corriente de falla trifásica (3 Φ):

$$I_{c.c.TRIFÁSICA} = \frac{1.0 \angle 0^\circ}{0.886067096 \angle 76.146^\circ} = 1.1286 \angle -76.146^\circ$$

$$I_{c.c.TRIFÁSICA} = 1.1286 \angle -76.146^\circ \times 1673.48 \text{ A} = 1,888.66 \angle -76.146^\circ \text{ A}$$

Corriente monofásica (1 Φ):

$$2Z_1 + Z_0 = 1.772134192 \angle 76.146^\circ + 2.266915868 \angle 81.646^\circ$$

$$2Z_1 + Z_0 = 0.424335093 + j 1.7205811 + 0.329354401 + j 2.242862731$$

$$2Z_1 + Z_0 = 0.753689494 + j 3.963443831$$

$$2Z_1 + Z_0 = 4.034468348 \angle 79.233^\circ$$

$$I_{c.c. MONOFÁSICA} = \frac{3 \angle 0^\circ}{4.034468348 \angle 79.233^\circ} = 0.743592399 \angle -79.233^\circ$$

$$I_{c.c. MONOFÁSICA} = 0.743592399 \angle -79.233^\circ \times 1,673.48 \text{ A}$$

$$I_{c.c. MONOFÁSICA} = 1244.387 \angle -79.233^\circ \text{ A}$$



Punto B4:

$$Z_1 = 0.212162314 + j 0.860291841 + 0.315550564 + j 0.23264394$$

$$Z_1 = 0.527712878 + j 1.092935781 = 1.213667789 \angle 64.226^\circ$$

$$Z_0 = 0.329354401 + j 2.242862731 + 0.396909155 + j 1.139767841$$

$$Z_0 = 0.726263556 + j 3.382630572 = 3.459717957 \angle 77.882^\circ$$

Corriente de falla trifásica (3 Φ):

$$I_{c.c.TRIFÁSICA} = \frac{1.0 \angle 0^\circ}{1.213667789 \angle 64.226^\circ} = 0.823948702 \angle -64.226^\circ$$

$$I_{c.c.TRIFÁSICA} = 0.823948702 \angle -64.226^\circ \times 1673.48 \text{ A} = 1,378.86 \angle -64.226^\circ \text{ A}$$

Corriente monofásica (1 Φ):

$$2Z_1 + Z_0 = 2.427335578 \angle 64.226^\circ + 3.459717957 \angle 77.882^\circ$$

$$2Z_1 + Z_0 = 1.055460131 + j 2.185854963 + 0.726263556 + j 3.382630572$$

$$2Z_1 + Z_0 = 1.781723687 + j 5.568485535 = 5.846586222 \angle 72.257^\circ$$

$$I_{C.C. MONOFÁSICA} = \frac{3 \angle 0^\circ}{5.846586222 \angle 72.257^\circ} = 0.513119944 \angle -72.257^\circ$$

$$I_{C.C. MONOFÁSICA} = 0.513119944 \angle -72.257^\circ \times 1,673.48 \text{ A}$$

$$I_{C.C. MONOFÁSICA} = 858.696 \angle -72.257^\circ \text{ A}$$

ANEXO C. Cálculo de ajustes de protecciones de la subestación XUL-5230.

Calculando corrientes primarias y secundarias de los transformadores de potencia:

$$I_P = \frac{20000 (KV)}{1.73 \times 115 K(V)} = 100.5 \text{ Amperes}$$

$$I_S = \frac{20000 (KV)}{1.73 \times 34.5 K(V)} = 335 \text{ Amperes}$$

$$I_P = \frac{12,000 (KV)}{1.73 \times 115 (KV)} = 60.24 \text{ Amperes}$$

$$I_S = \frac{12000 (KV)}{1.73 \times 34.5 K(V)} = 200.8 \text{ Amperes}$$

Se calculan los valores de relevador 51FT (lado de 115 KV) del TRO5:

Selección del RTC:

Corriente máxima de falla (bus de 115KV): 3437 Amperes (1Φ).

$$RTC \geq \frac{3437}{100} = \frac{34.37}{1} = 171.85/5$$
$$RTC = \frac{200}{5} = \frac{40}{1}$$

Comprobando valores:

$$\frac{100.5}{40} = 2.5 \text{ Amperes } (< 5 \text{ Amperes}) \quad \text{y} \quad \frac{3439}{40} = 86 \text{ Amperes } (< 100 \text{ Amperes})$$

La RTC seleccionada es la correcta. Debido a que se recomienda que a corriente máxima de carga, la corriente secundaria este a un valor aproximado o menor de 5 amperes y que a corriente máxima de falla, la corriente secundaria este a un valor aproximado o menor de 100 amperes.

Selección del Pick-up del relevador:

Se fija aproximadamente al 200% de la corriente nominal del transformador.

$$I_N = \frac{12,000}{\sqrt{3} \times 115} = 60.24 \text{ Amperes}$$
$$200\% I_N = 120.5 \text{ Amperes}$$
$$I_{pick.up} = 120.5 \text{ Amperes}$$

Selección del TAP:

$$\frac{I_{pick-up}}{RTC} = \frac{120.5}{40} = 3.0125$$

Se selecciona el más cercano: TAP = 3 Amperes

Para un relevador MCGG obtenemos una palanca de 0.2.



Se utilizó el tipo de curva S. Inverse. Y se bloqueó el instantáneo del relevador.

Se calculan los valores de relevador 51NT (lado de 34.5 KV) del TRO5:

Selección del RTC:

Corriente máxima de falla (bus de 34.5 KV): 3457 Amperes (1Φ).

$$RTC \geq \frac{3457}{100} = \frac{34.57}{1} = 172.85/5$$
$$RTC = \frac{200}{5} = \frac{40}{1}$$

Comprobando valores:

$$\frac{335}{40} = 8.3 \text{ Amperes} (> 5 \text{ Amperes}) \quad \text{y} \quad \frac{3457}{40} = 86 \text{ Amperes} (< 100 \text{ Amperes})$$

La RTC seleccionada es incorrecta. Debido a que se recomienda que a corriente máxima de carga, la corriente secundaria este a un valor aproximado o menor de 5 amperes y que a corriente máxima de falla, la corriente secundaria este a un valor aproximado o menor de 100 amperes.

RTC (nueva): 60/1

Comprobando valores:

$$\frac{335}{60} = 5.5 \text{ Amperes} (< 5 \text{ Amperes}) \quad \text{y} \quad \frac{3457}{60} = 57 \text{ Amperes} (< 100 \text{ Amperes})$$

La RTC seleccionada es la correcta. Debido a que se recomienda que a corriente máxima de carga, la corriente secundaria este a un valor aproximado o menor de 5 amperes y que a corriente máxima de falla, la corriente secundaria este a un valor aproximado o menor de 100 amperes.

Selección del Pick-up del relevador:

Se fija aproximadamente al 40% de la corriente nominal del transformador.

$$I_N = \frac{12,000}{\sqrt{3} \times 34.5 \text{ KV}} = 200.8 \text{ Amperes}$$
$$40\% I_N = 80.3 \text{ Amperes}$$
$$I_{Pick.up} = 80.3 \text{ Amperes}$$

Selección del TAP:

$$\frac{I_{Pick-up}}{RTC} = \frac{80.3}{60} = 1.3$$

Se selecciona el más cercano: TAP = 1 Amperes



Para un relevador MCGG obtenemos una palanca de 0.4.
Se utilizó el tipo de curva S. Inverse. Y se bloqueó el instantáneo del relevador.

Se calculan los valores de relevador 50/51F (lado de 34.5 KV) del circuito:

Selección del RTC:

$$RTC \geq \frac{3457}{100} = \frac{34.57}{1} = 172.85/5$$
$$RTC = \frac{200}{5} = \frac{40}{1}$$

Selección del Pick-up del relevador:

Se fija aproximadamente al 140-200% de la carga máxima. Se considera 5 MVA como carga máxima para un circuito.

$$I_{pick.up} = \frac{5,000 \times 1.4}{\sqrt{3} \times 34.5 \text{ KV}} = 117.14 \text{ Amperes}$$

Selección del TAP:

$$\frac{I_{pick-up}}{RTC} = \frac{117.14}{40} = 2.9$$

Se selecciona el más cercano: TAP = 3 Amperes

Para un relevador SEL-351A obtenemos una palanca de 2.

Se utilizó el tipo de curva V. Inverse.

Se calculan los valores de relevador 50/51N (lado de 34.5 KV) del circuito:

Selección del Pick-up del relevador:

Tomaremos el 40% de la carga máxima del circuito. Se considera 5 MVA como carga máxima para un circuito.

$$I_{pick.up} = \frac{5,000 \times 0.4}{\sqrt{3} \times 34.5 \text{ KV}} = 33.5 \text{ Amperes}$$

Selección del RTC:

$$RTC \geq \frac{3457}{100} = \frac{34.57}{1} = 172.85/5$$
$$RTC = \frac{200}{5} = \frac{40}{1}$$



Selección del TAP:

$$\frac{I_{pick-up}}{RTC} = \frac{117.14}{40} = 0.8$$

Se selecciona el más cercano: TAP = 1 Amperes

Para un relevador SEL-351A obtenemos una palanca de 2.
Se utilizó el tipo de curva V. Inverse.

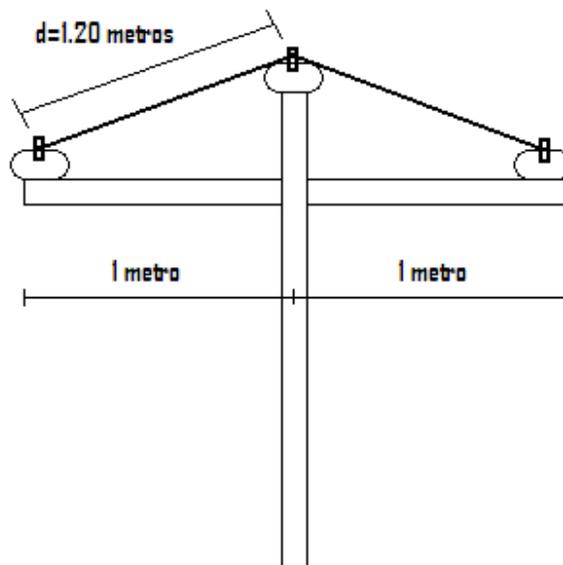
ANEXO D. Cálculo de impedancia de secuencia positiva y negativa de líneas aéreas del circuito XUL-5230 Francisco Villa.

Cable ACSR No. 2 en estructura "P"
 Z_1 y Z_0 para conductores de tipo ACSR No. 2 (7 hilos)

Para Z_1 :

$Z_1 = r_a + j(x_a + x_d)$; se utiliza tabla para obtener los valores correspondientes:
 $Z_1 = 1.65 + j(0.642 + 0.1682)$

Tenemos el diagrama de la estructura:



Estructura tipo "P"

Donde $d \approx 4$ pies (para aplicación en tabla).

Ahora tenemos:

$$Z_1 = 1.65 + j0.8102; Z_1 = 1.84/26.15^\circ \Omega/\text{milla}$$

Se convierte a Ω/Km :

$$1.143/26.15^\circ \Omega/\text{Km}$$



Y ahora en p.u.:

$$Z_{BASE} = \frac{(KV_B)^2}{MVA_B} = 11.9$$

$Z_{1p.u.} = 1.143/11.9 = 9.609 \times 10^{-2}$ p.u. / 26.15° y tenemos:

$$Z_1 = 0.086 + j 0.0423 \text{ p.u.}$$

Para Z_0 :

$$Z_0 = r_a + r_e + j(x_a + x_e - 2x_d) = 1.65 + 0.286 + j(0.642 + 3.726 - ((2)(0.1682)))$$
$$Z_0 = 1.936 + j 4.0316 = 4.472/64.35^\circ \Omega/\text{milla}$$

Y convirtiendo a Km:

$$Z_0 = 2.78/64.35^\circ \Omega/\text{Km}$$

Y ahora en p.u.:

$Z_{0p.u.} = 2.78/11.9 = 2.336 \times 10^{-1}/64.35^\circ$ p.u. y tenemos:

$$Z_0 = 0.01011 + j 0.02106 \text{ p.u.}$$

Cable ACSR 3/0 en estructura "P"

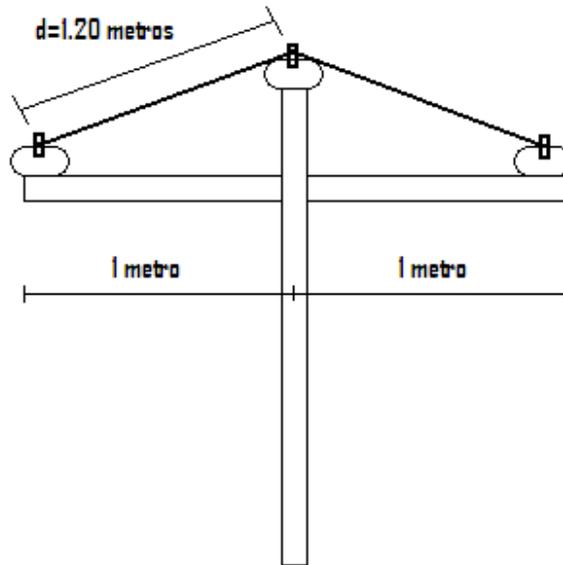
Z_1 y Z_0 para conductores de tipo ACSR 3/0 (6 hilos)

Para Z_1 :

$Z_1 = r_a + j(x_a + x_d)$; se utiliza tabla para obtener los valores correspondientes:

$$Z_1 = 0.723 + j(0.621 + 0.1682)$$

Tenemos el diagrama de la estructura:



Estructura tipo "P"

Donde $d \approx 4$ pies (para aplicación en tabla).

Ahora tenemos:

$$Z_1 = 0.723 + j0.7892; Z_1 = 1.0703/47.5^\circ \Omega/\text{milla}$$

Se convierte a Ω/Km :

$$0.6651/47.5^\circ \Omega/\text{Km}$$

Y ahora en p.u.:

$$Z_{BASE} = \frac{(KV_B)^2}{MVA_B} = 11.9$$

$Z_{1p.u.} = 0.05589 \text{ p.u.} / 47.5^\circ$ y tenemos:

$$Z_1 = 0.037758 + j 0.041206 \text{ p.u.}$$



Para Z_0 :

$Z_{0p.u.}=0.215/75.9^\circ$ p.u. y tenemos:

$$Z_0=0.0526 + j 0.2095 \text{ p.u.}$$

Cable ACSR 1/0 en estructura "P"

Z_1 y Z_0 para conductores de tipo ACSR 1/0 (6 hilos)

Para Z_1 :

$Z_{1p.u.}=0.0726$ p.u. / 36.4° y tenemos:

$$Z_1=0.05843 + j 0.04308 \text{ p.u.}$$

Para Z_0 :

$Z_{0p.u.}=0.2235/70.8^\circ$ p.u. y tenemos:

$$Z_0=0.0735017 + j 0.21107 \text{ p.u.}$$

Cable ACSR 266.8 en estructura "P"

Z_1 y Z_0 para conductores de tipo ACSR 266.8 (26 hilos)

Para Z_1 :

$Z_{1p.u.}=0.0386$ p.u. / 58.7° y tenemos:

$$Z_1=0.020053 + j 0.03298211 \text{ p.u.}$$

Para Z_0 :

$Z_{0p.u.}=0.2042/80.12^\circ$ p.u. y tenemos:

$$Z_0=0.0350377 + j 0.20117156 \text{ p.u.}$$

ANEXO E. Gráficas tiempo - corriente de la coordinación de protecciones del circuito XUL-5230 Francisco Villa.

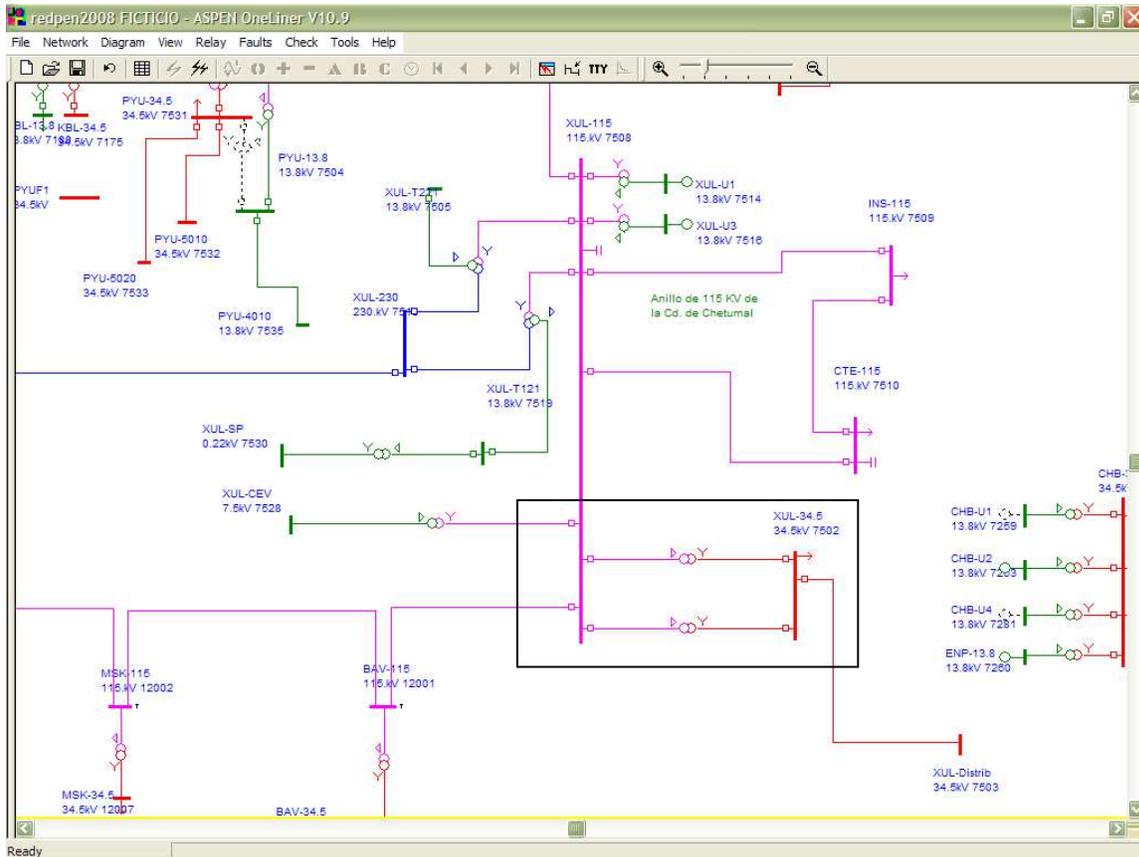


Figura 1. Elaboración de diagrama unifilar en programa de computadora (ASPEN).

Como primer paso, en la Figura 1, se ilustra el aspecto que tiene el programa para PC "ASPEN", el cual se usó para la coordinación de protecciones. El recuadro, muestra de manera general la subestación de XUL-HA. La cual opera con 2 transformadores de potencia en paralelo de iguales características. Se mostrará paso a paso la coordinación realizada y las respuestas obtenidas de las protecciones ante fallas mediante gráficas.

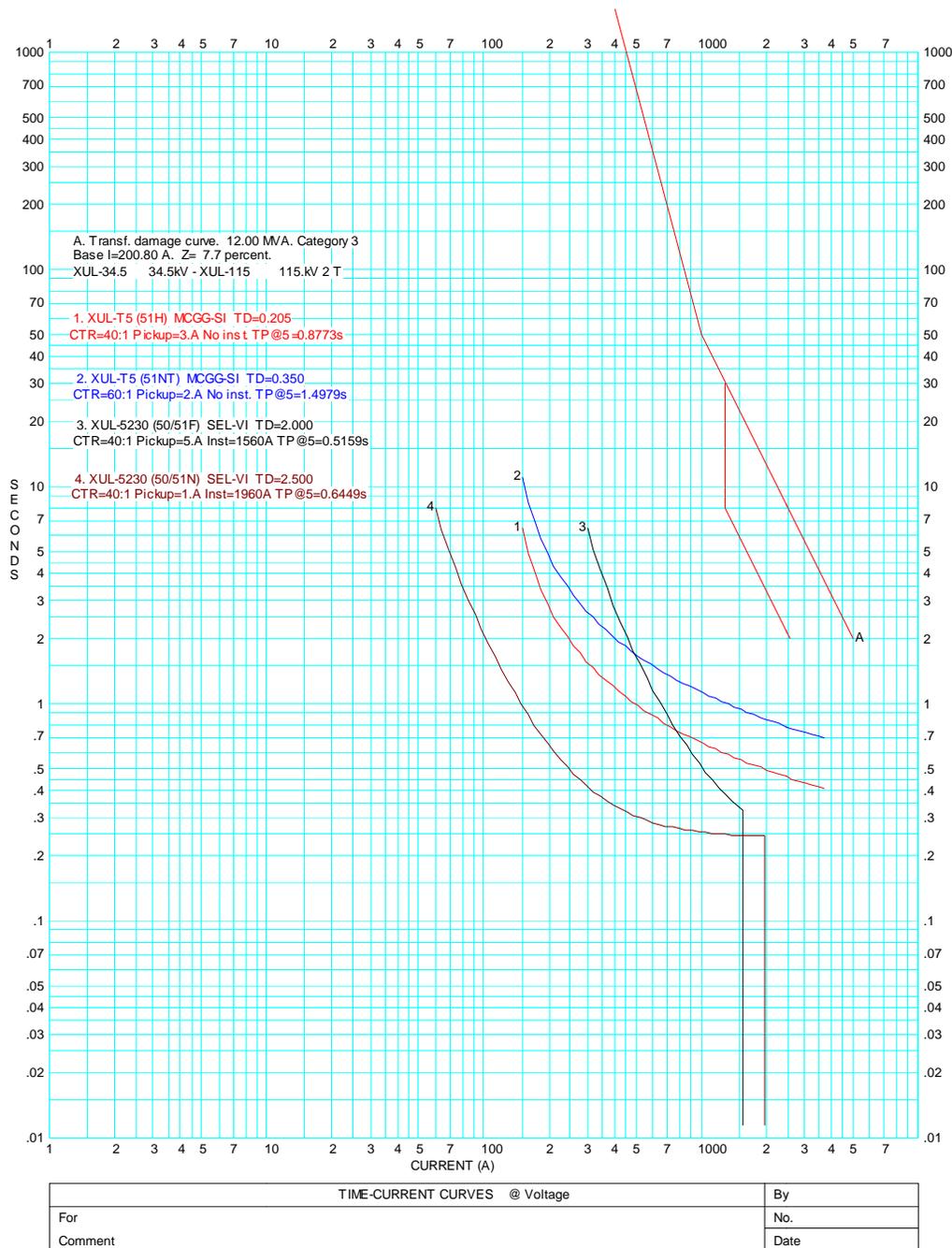


Figura 2. Gráficas de operación de los equipos de protección seleccionados.

En la figura 2 se muestra gráficamente el comportamiento de la respuesta de los equipos de protección ante las fallas que se quieran simular. En esta gráfica se aprecian las características de los dispositivos de protección y sus valores/tiempo de operación. La curva de daño del transformador también se indica.

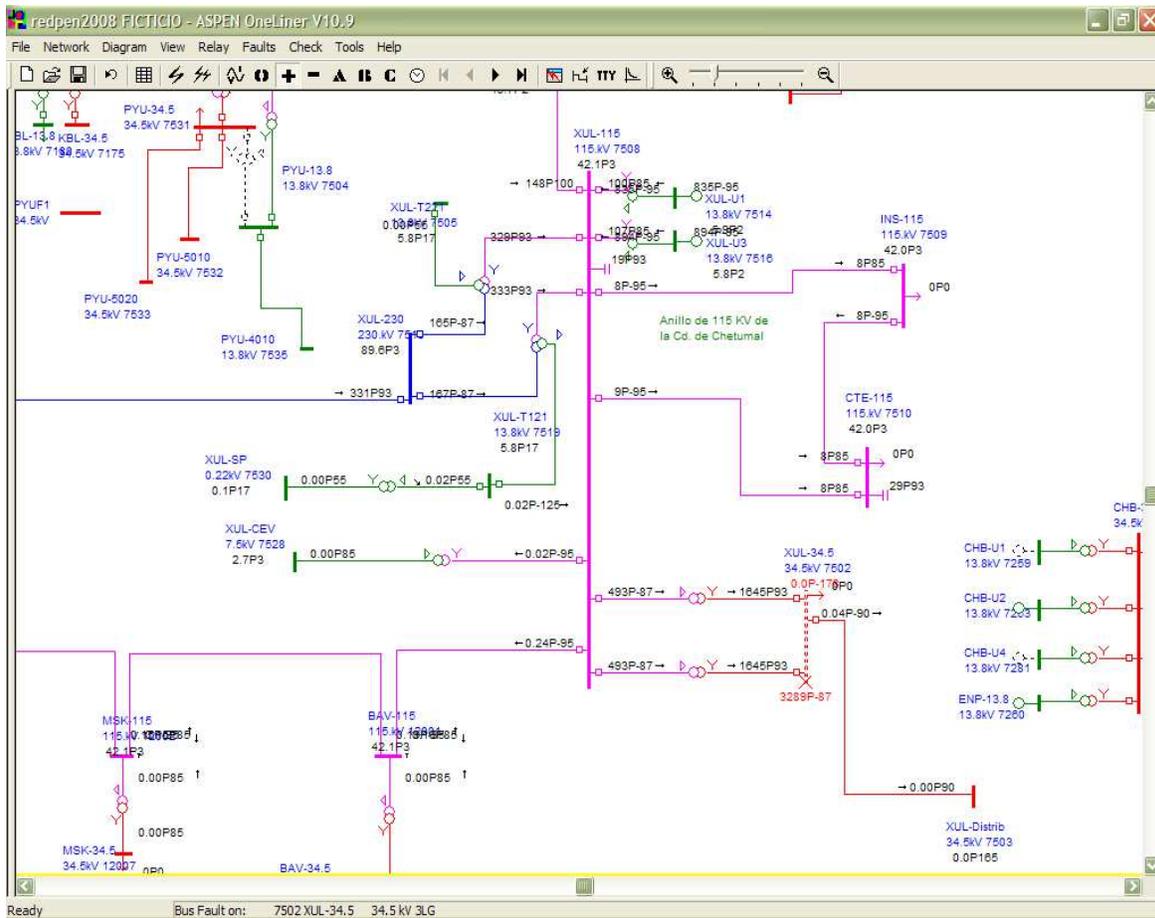


Figura 3. Simulación de falla trifásica en bus de baja de la subestación.

En la figura 3 se muestra la simulación de una falla trifásica en el lado de B.T. de la subestación (indicada con una "X"). Posteriormente, se mostrará la respuesta a la simulación por parte de los equipos de protección.

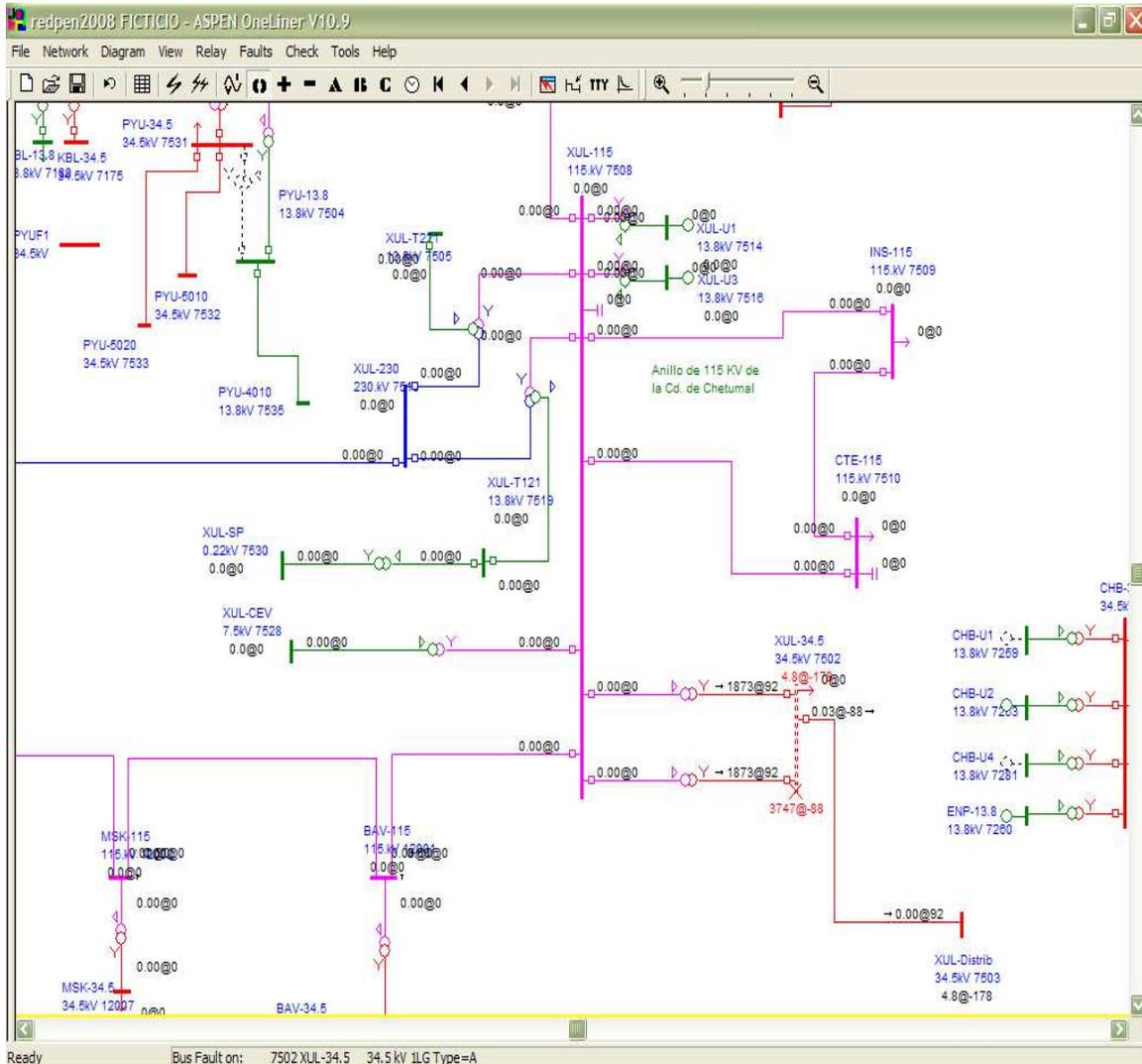


Figura 4. Simulación de falla monofásica en bus de baja de la subestación.

En la figura 4 se muestra la simulación de una falla monofásica en el lado de B.T. de la subestación (indicada con una "X"). Posteriormente, se mostrará la respuesta a la simulación por parte de los equipos de protección.

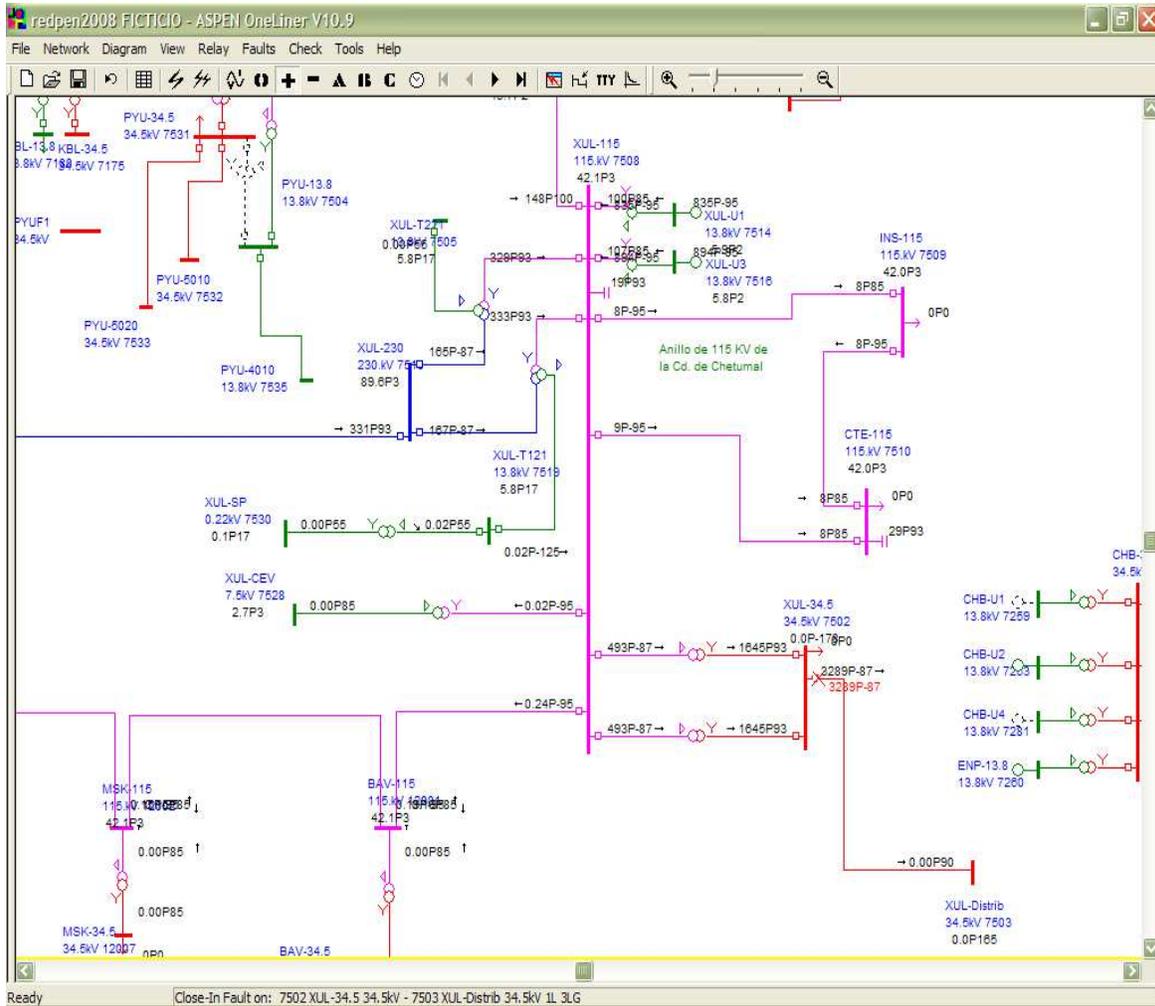


Figura 5. Simulación de falla trifásica a la altura del interruptor de potencia del circuito de distribución XUL-5230.

En la figura 5 se muestra la simulación de una falla trifásica desde un punto del circuito eléctrico de distribución (indicada con una "X"). Posteriormente, se mostrará la respuesta a la simulación por parte de los equipos de protección.

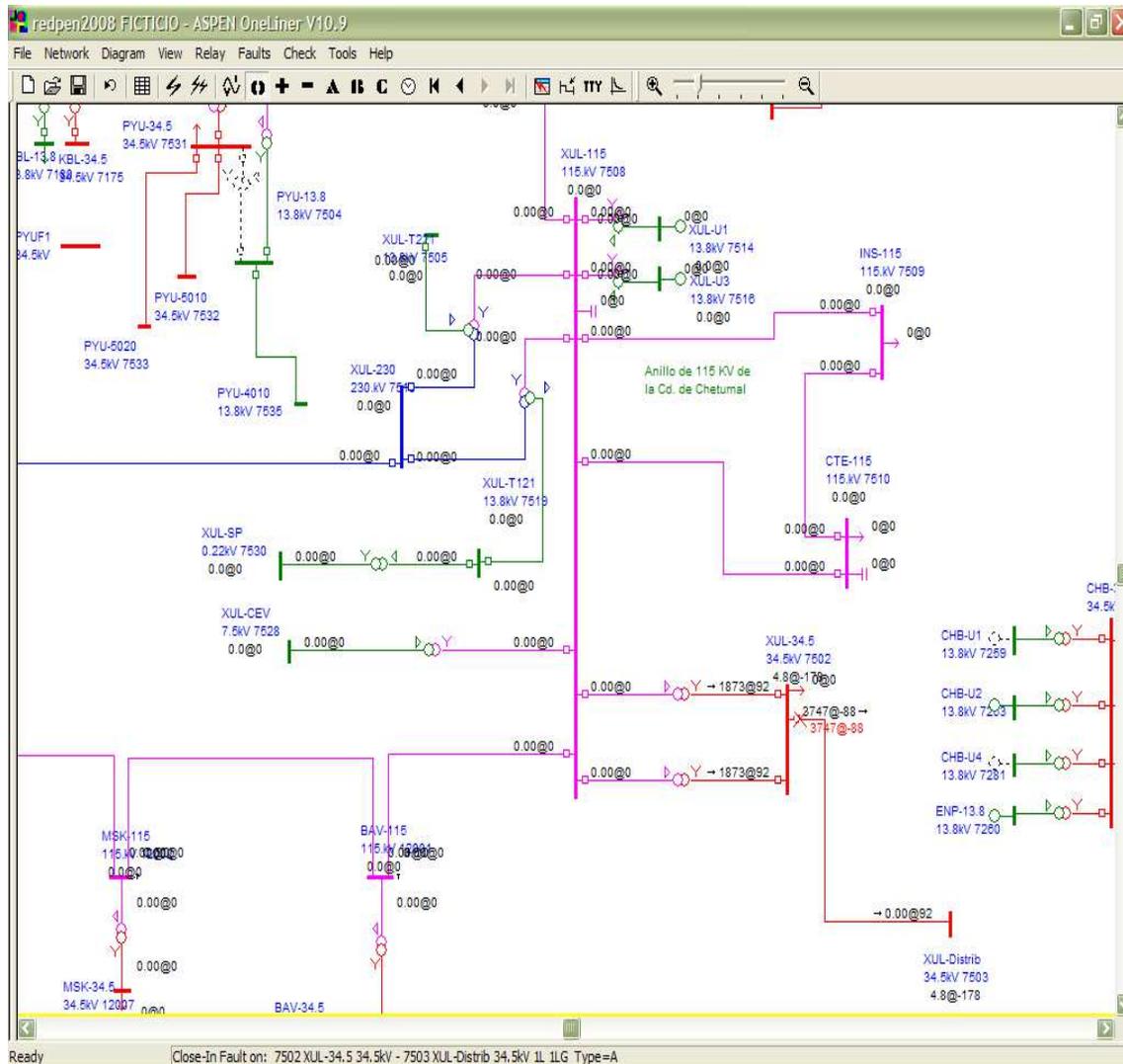


Figura 6. Simulación de falla monofásica a la altura del interruptor de potencia del circuito de distribución XUL-5230.

En la figura 6 se muestra la simulación de una falla monofásica desde un punto del circuito eléctrico de distribución (indicada con una "X"). Posteriormente, se mostrará la respuesta a la simulación por parte de los equipos de protección.

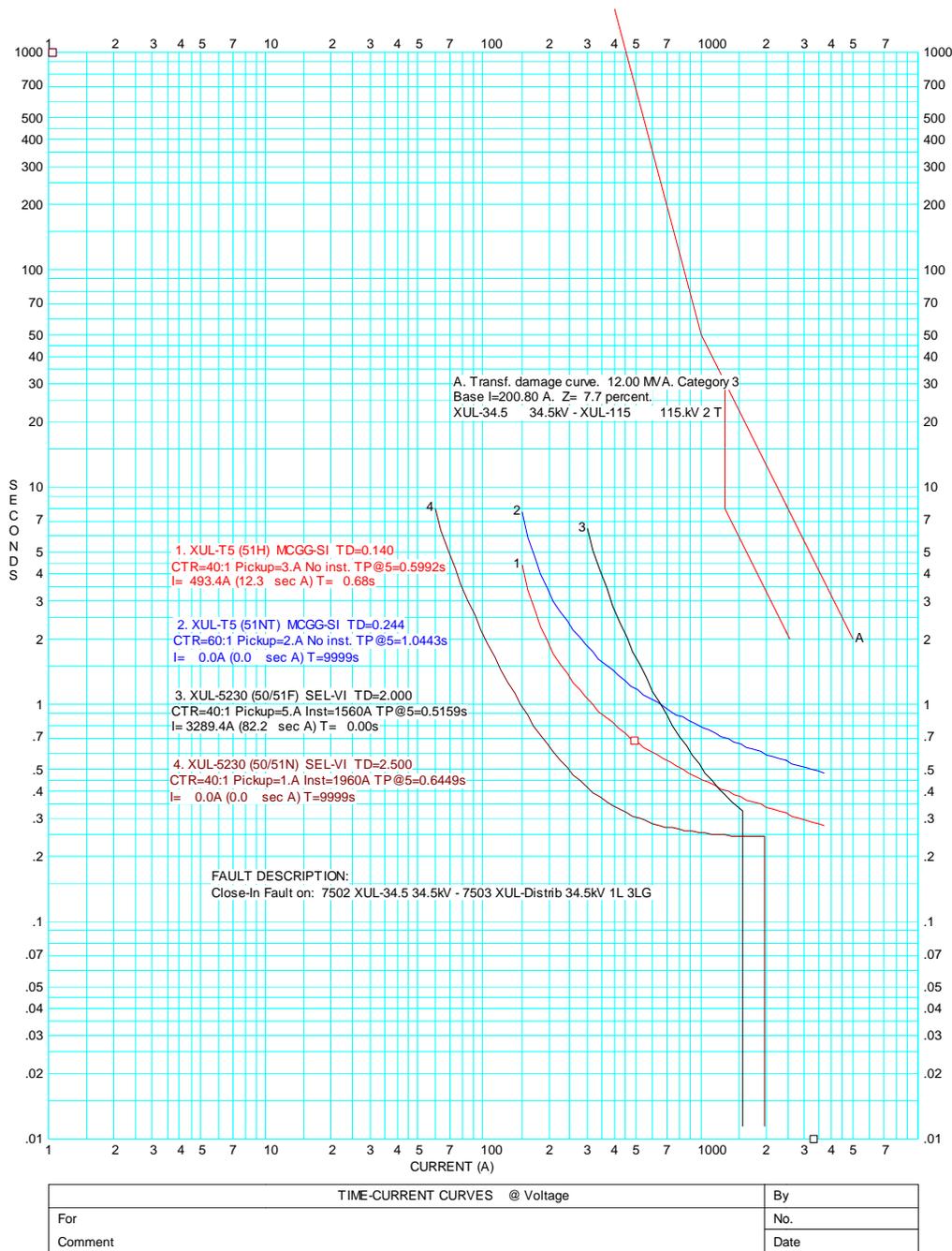


Figura 7. Respuesta de los equipos de protección ante una falla trifásica en el bus de B.T. de la subestación.

A continuación se puede observar en la figura 7 el comportamiento de la respuesta de los equipos de protección ante las fallas que se quieran simular. Esta es la coordinación correspondiente a la situación indicada en la figura 3, donde se

simula una falla trifásica en el lado de B.T. de la subestación. En esta gráfica se aprecian las características de los dispositivos de protección y sus valores/tiempo de operación. La curva de daño del transformador también se indica.

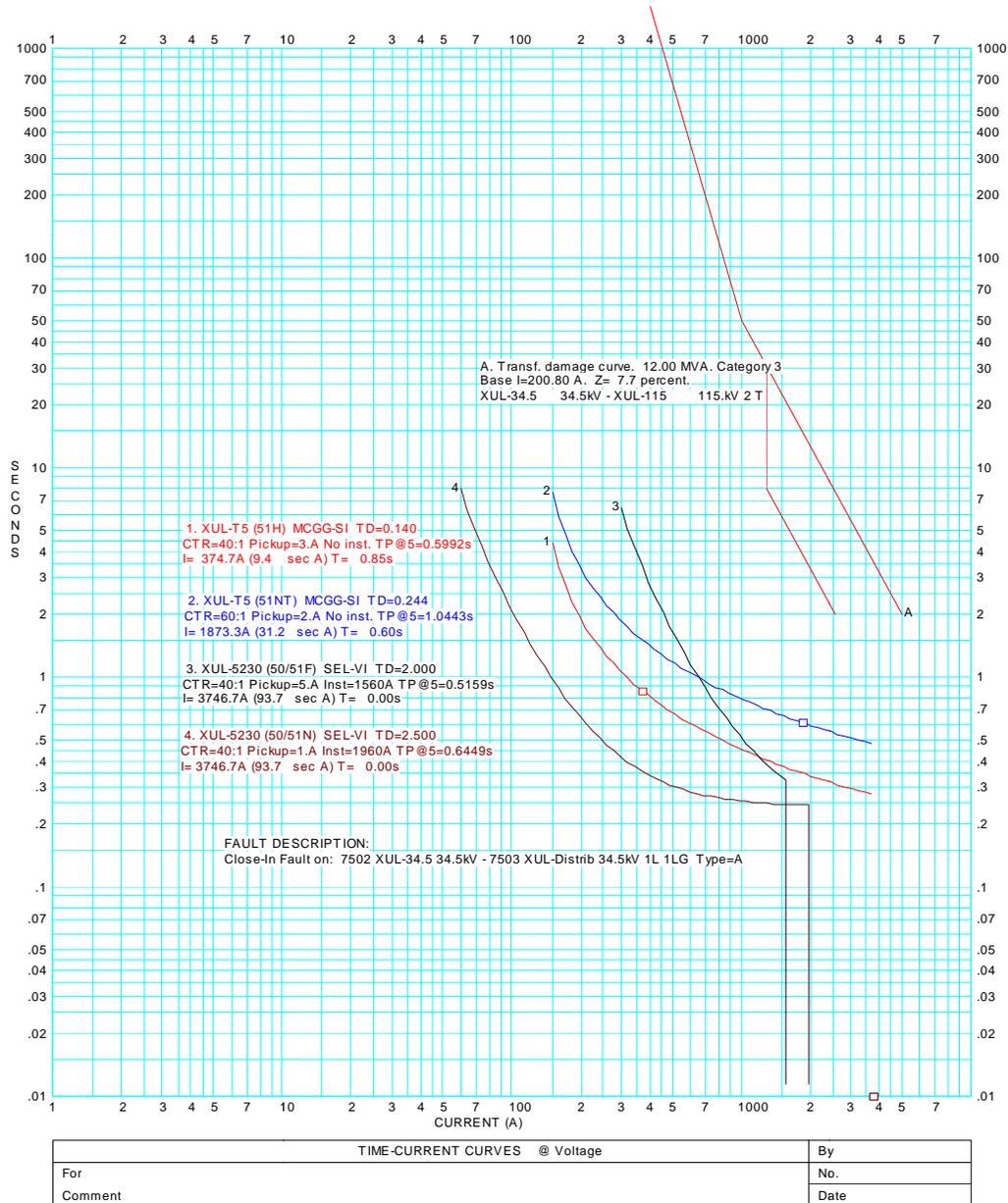


Figura 8. Respuesta de los equipos de protección ante una falla monofásica en el bus de B.T. de la subestación.

A continuación se muestra en la figura 8 el comportamiento de la respuesta de los equipos de protección ante las fallas que se quieran simular. Esta es la

coordinación correspondiente a la situación indicada en la figura 4, donde se simula una falla monofásica en el lado de B.T. de la subestación. En esta gráfica se aprecian las características de los dispositivos de protección y sus valores/tiempo de operación. La curva de daño del transformador también se indica.

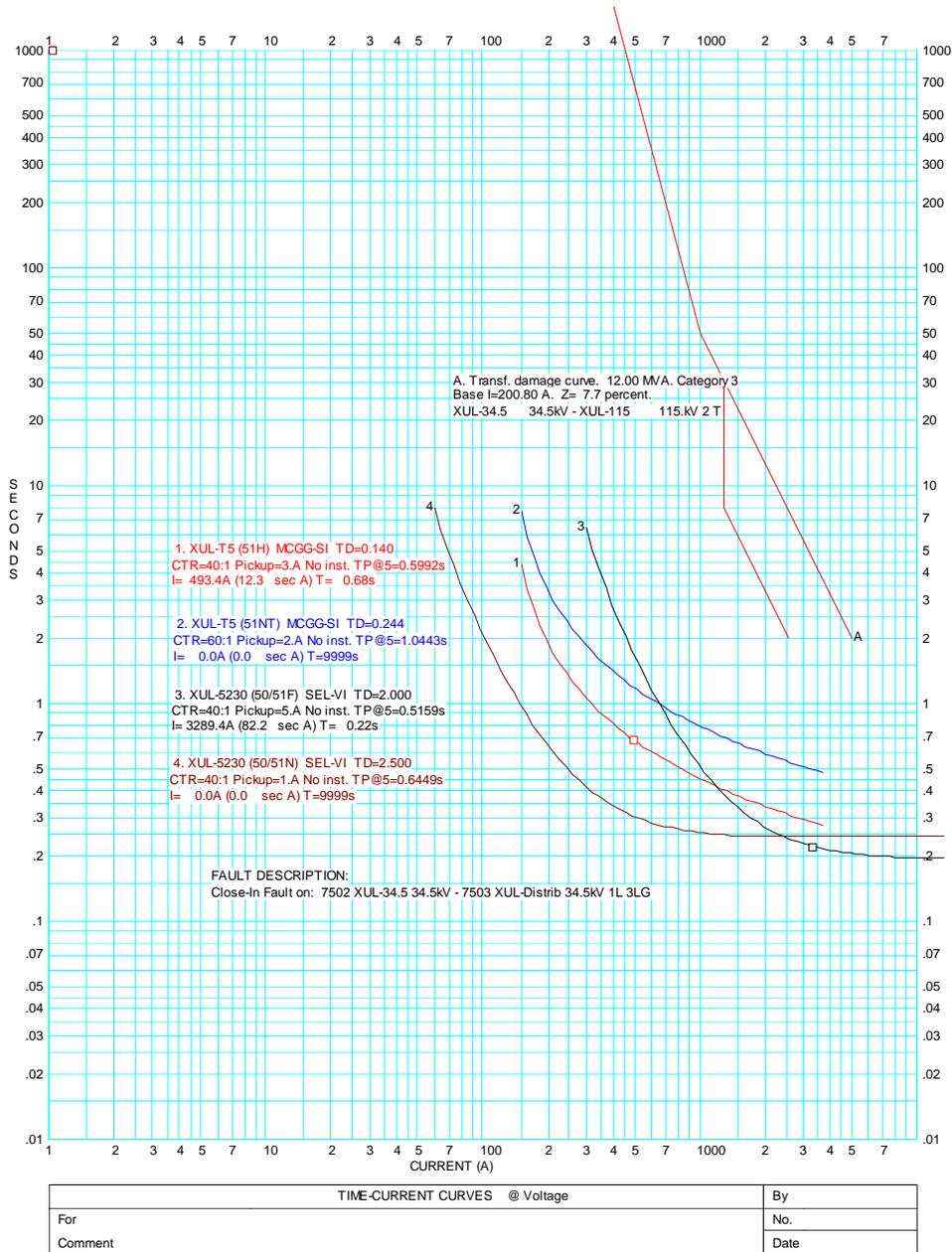


Figura 9. Respuesta de los equipos de protección ante una falla trifásica a la altura del interruptor de potencia del circuito.



Se observa en la figura 9 el comportamiento de la respuesta de los equipos de protección ante las fallas que se quieran simular. Esta es la coordinación correspondiente a la situación indicada en la figura 3, donde se simula una falla trifásica en el lado de B.T. de la subestación. En esta gráfica se aprecian las características de los dispositivos de protección y sus valores/tiempo de operación. La curva de daño del transformador también se indica.

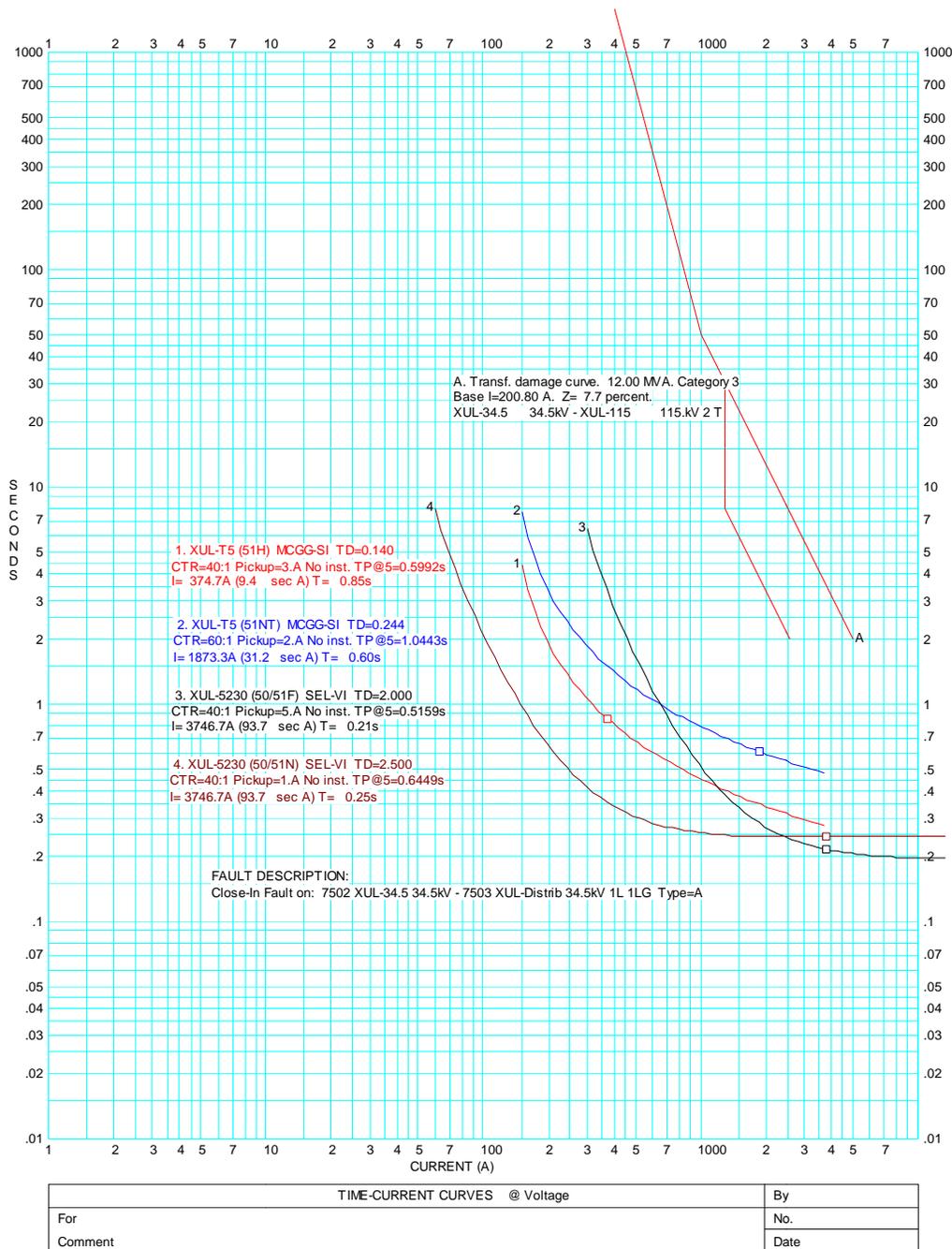


Figura 9. Respuesta de los equipos de protección ante una falla monofásica a la altura del interruptor de potencia del circuito.

Se muestra en la figura 9 el comportamiento de la respuesta de los equipos de protección ante las fallas que se quieran simular. Esta es la coordinación correspondiente a la situación indicada en la figura 4, donde se simula una falla

monofásica en el lado de B.T. de la subestación. En esta gráfica se aprecian las características de los dispositivos de protección y sus valores/tiempo de operación. La curva de daño del transformador también se indica.

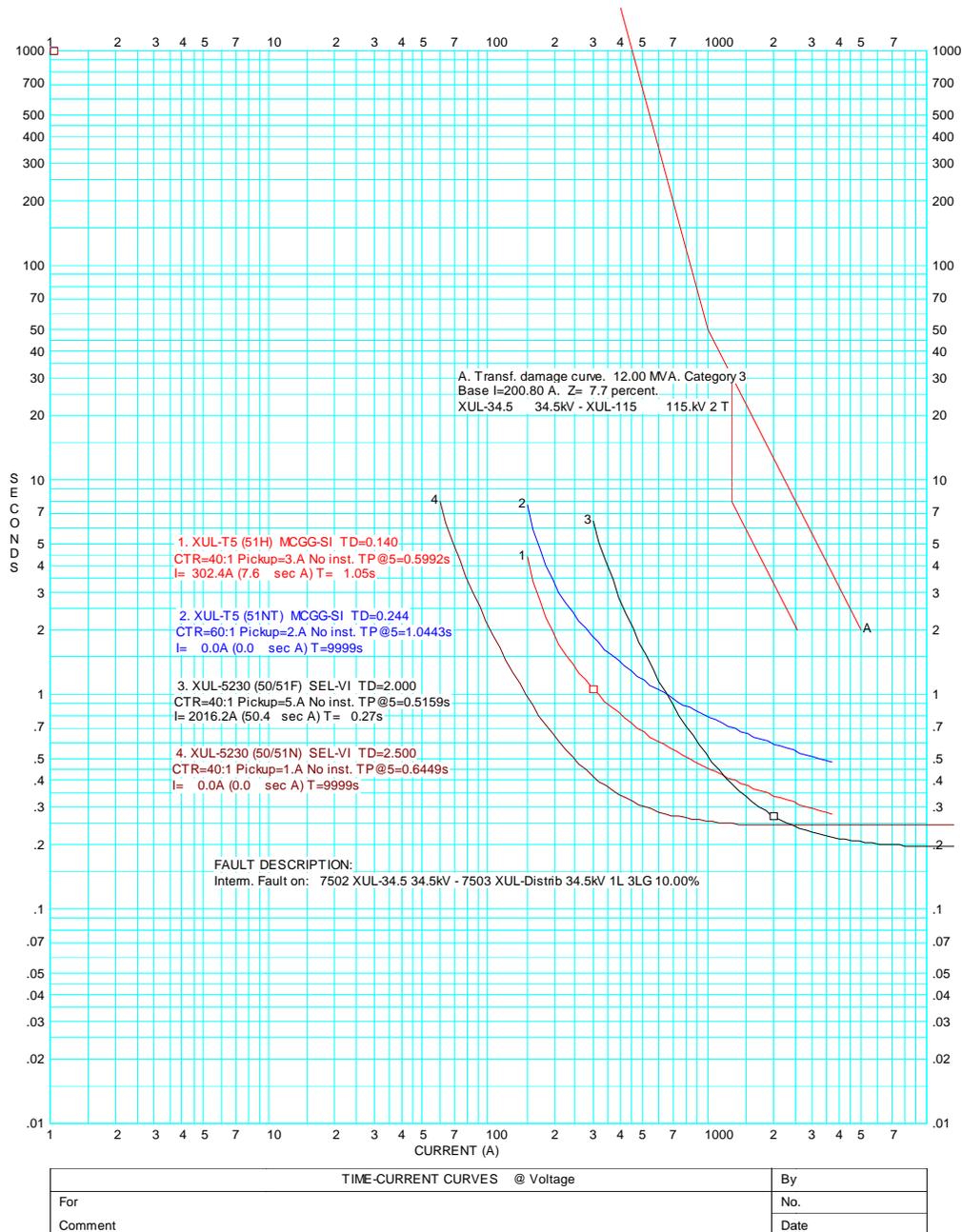


Figura 10. Respuesta de los equipos de protección ante una falla trifásica a una distancia aproximada del 10% de la longitud total del circuito a partir de la subestación.



Enseguida se puede observar en la figura 10 el comportamiento de la respuesta de los equipos de protección ante las fallas que se quieran simular. Esta es la coordinación correspondiente a la situación indicada en la figura 5, donde se simula una falla trifásica a una distancia aproximada del 10% de la longitud total del circuito a partir de la subestación. En esta gráfica se aprecian las características de los dispositivos de protección y sus valores/tiempo de operación. La curva de daño del transformador también se indica.

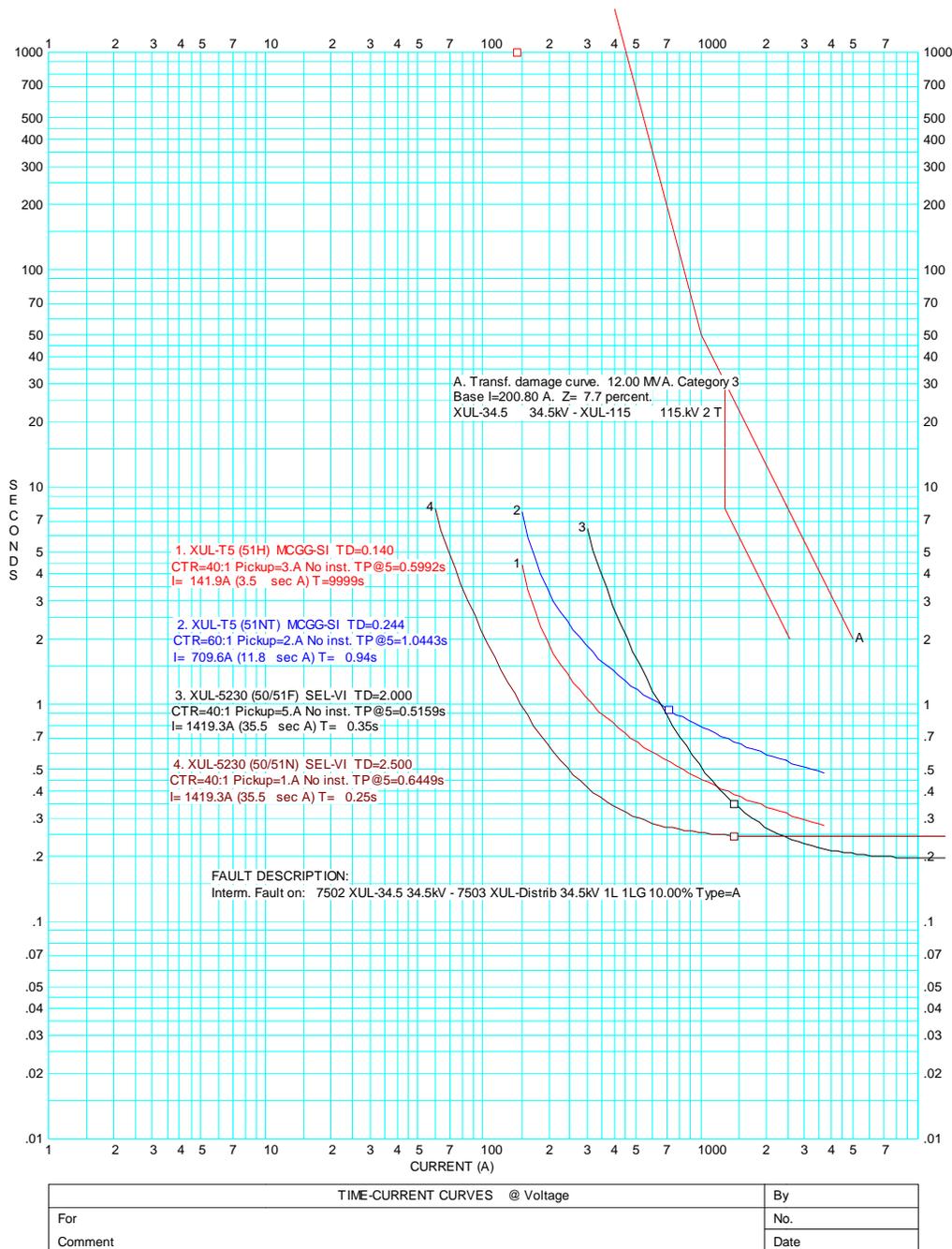


Figura 11. Respuesta de los equipos de protección ante una falla monofásica a una distancia aproximada del 10% de la longitud total del circuito a partir de la subestación.

En la figura 11 se observa el comportamiento de la respuesta de los equipos de protección ante las fallas que se quieran simular. Esta es la coordinación correspondiente a la situación indicada en la figura 6, donde se simula una falla

monofásica a una distancia aproximada del 10% de la longitud total del circuito a partir de la subestación. En esta gráfica se aprecian las características de los dispositivos de protección y sus valores/tiempo de operación. La curva de daño del transformador también se indica.

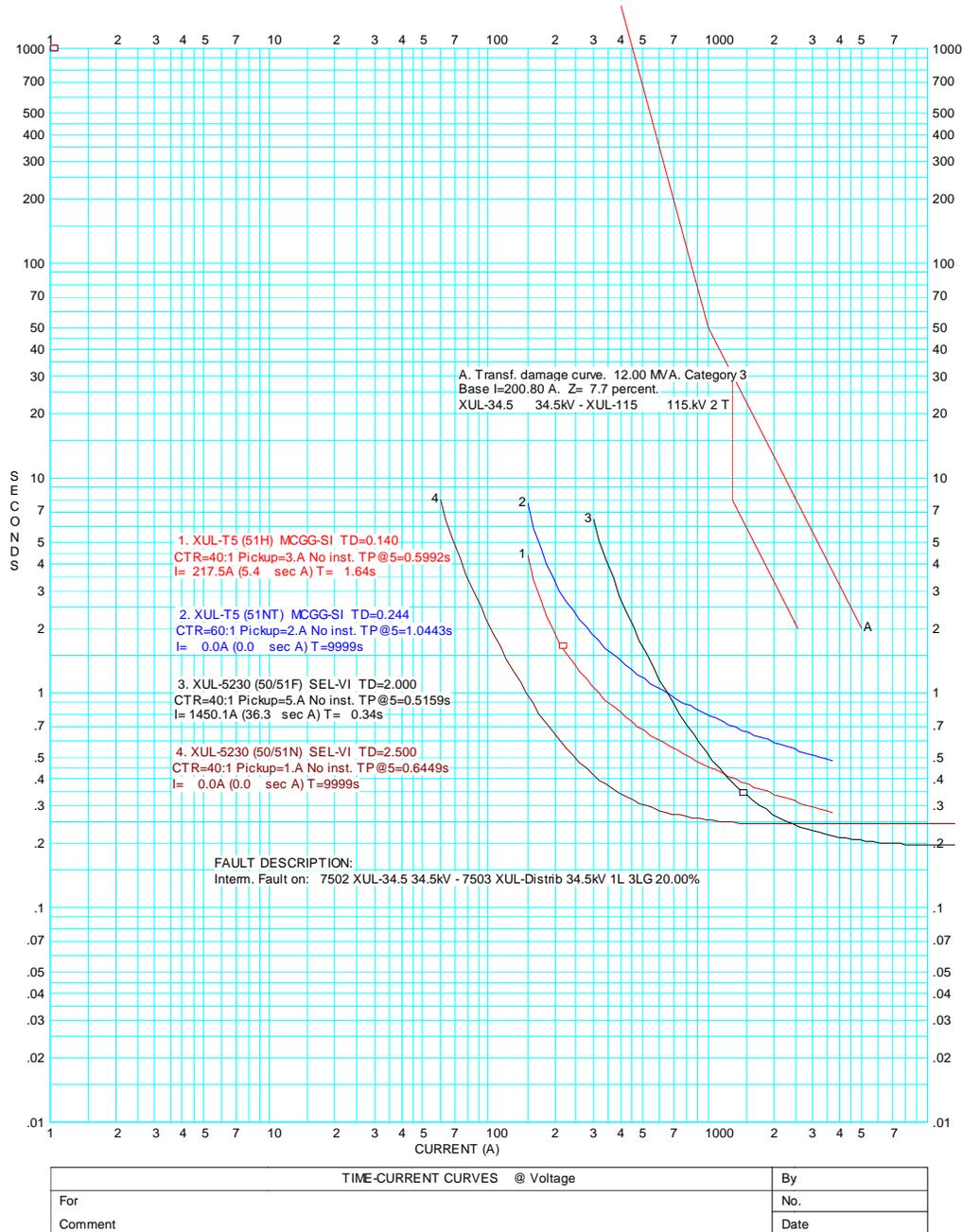


Figura 12. Respuesta de los equipos de protección ante una falla trifásica a una distancia aproximada del 20% de la longitud total del circuito a partir de la subestación.



En la figura 12 se observa el comportamiento de la respuesta de los equipos de protección ante las fallas que se quieran simular. Esta es la coordinación correspondiente a la situación indicada en la figura 5, donde se simula una falla trifásica a una distancia aproximada del 20% de la longitud total del circuito a partir de la subestación. En esta gráfica se aprecian las características de los dispositivos de protección y sus valores/tiempo de operación. La curva de daño del transformador también se indica.

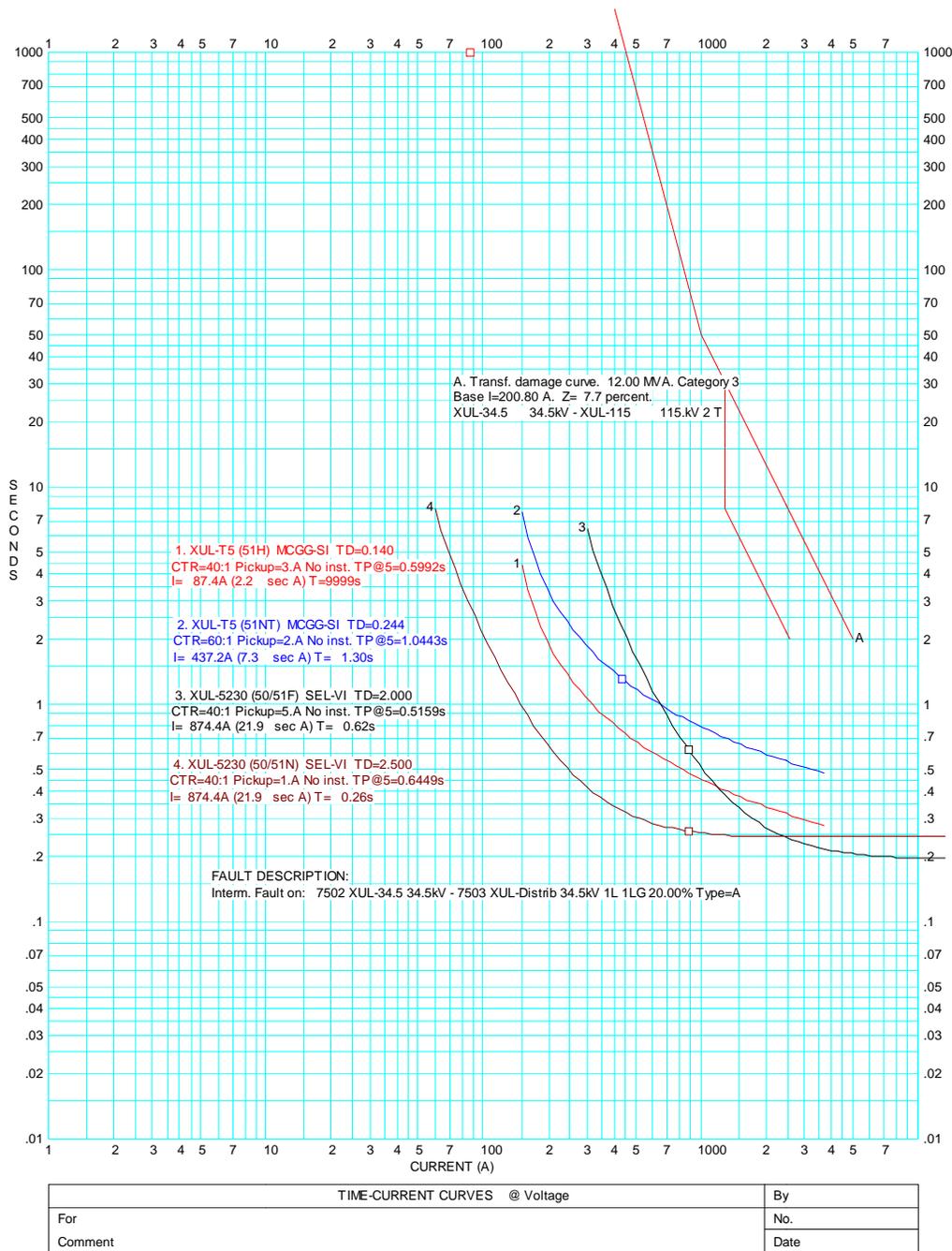


Figura 13. Respuesta de los equipos de protección ante una falla monofásica a una distancia aproximada del 20% de la longitud total del circuito a partir de la subestación.

En la figura 13 se observa el comportamiento de la respuesta de los equipos de protección ante las fallas que se quieran simular. Esta es la coordinación correspondiente a la situación indicada en la figura 6, donde se simula una falla

monofásica a una distancia aproximada del 20% de la longitud total del circuito a partir de la subestación. En esta gráfica se aprecian las características de los dispositivos de protección y sus valores/tiempo de operación. La curva de daño del transformador también se indica.

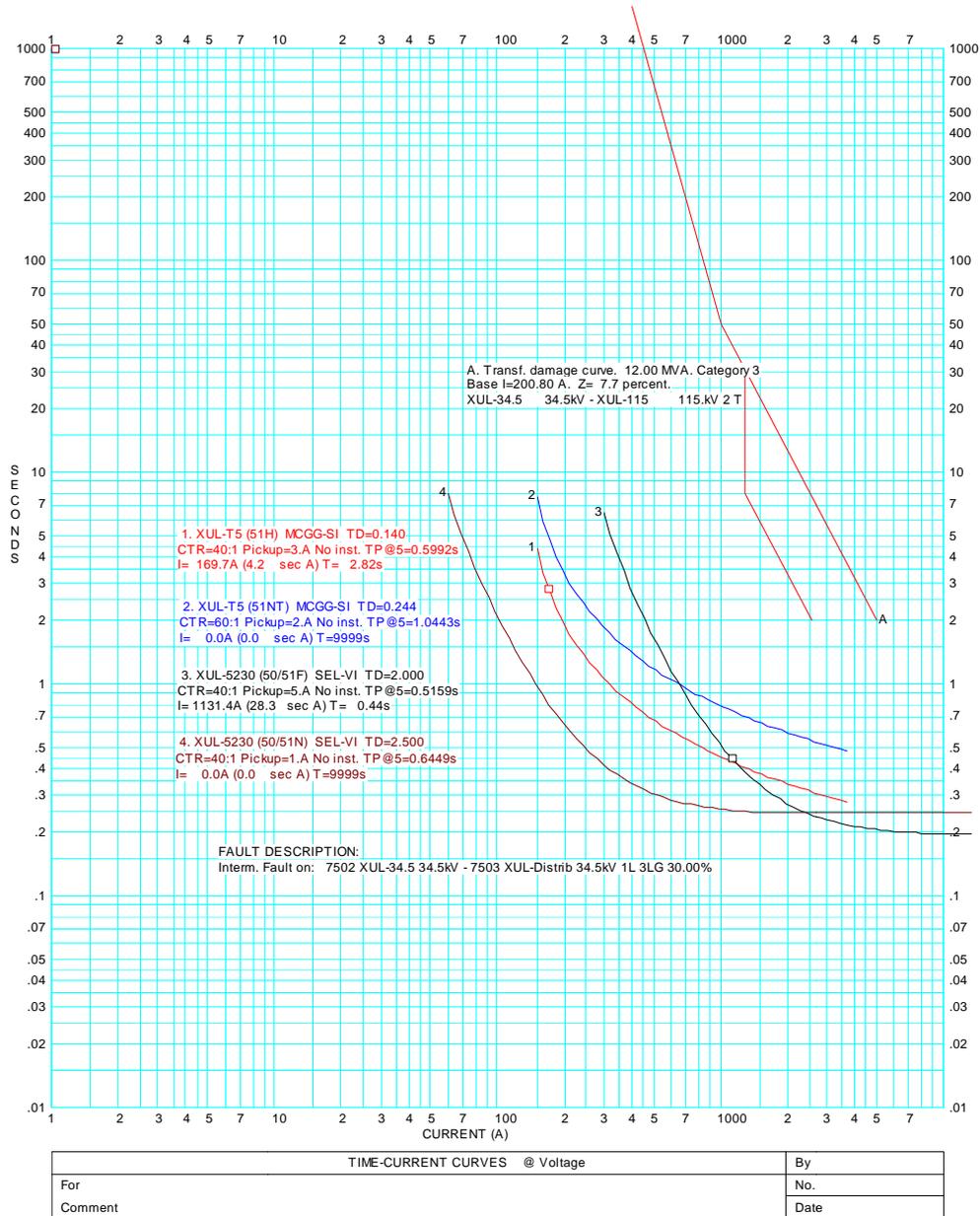


Figura 14. Respuesta de los equipos de protección ante una falla trifásica a una distancia aproximada del 30% de la longitud total del circuito a partir de la subestación.

Se muestra en la figura 14 el comportamiento de la respuesta de los equipos de protección ante las fallas que se quieran simular. Esta es la coordinación

correspondiente a la situación indicada en la figura 5, donde se simula una falla trifásica a una distancia aproximada del 30% de la longitud total del circuito a partir de la subestación. En esta gráfica se aprecian las características de los dispositivos de protección y sus valores/tiempo de operación. La curva de daño del transformador también se indica.

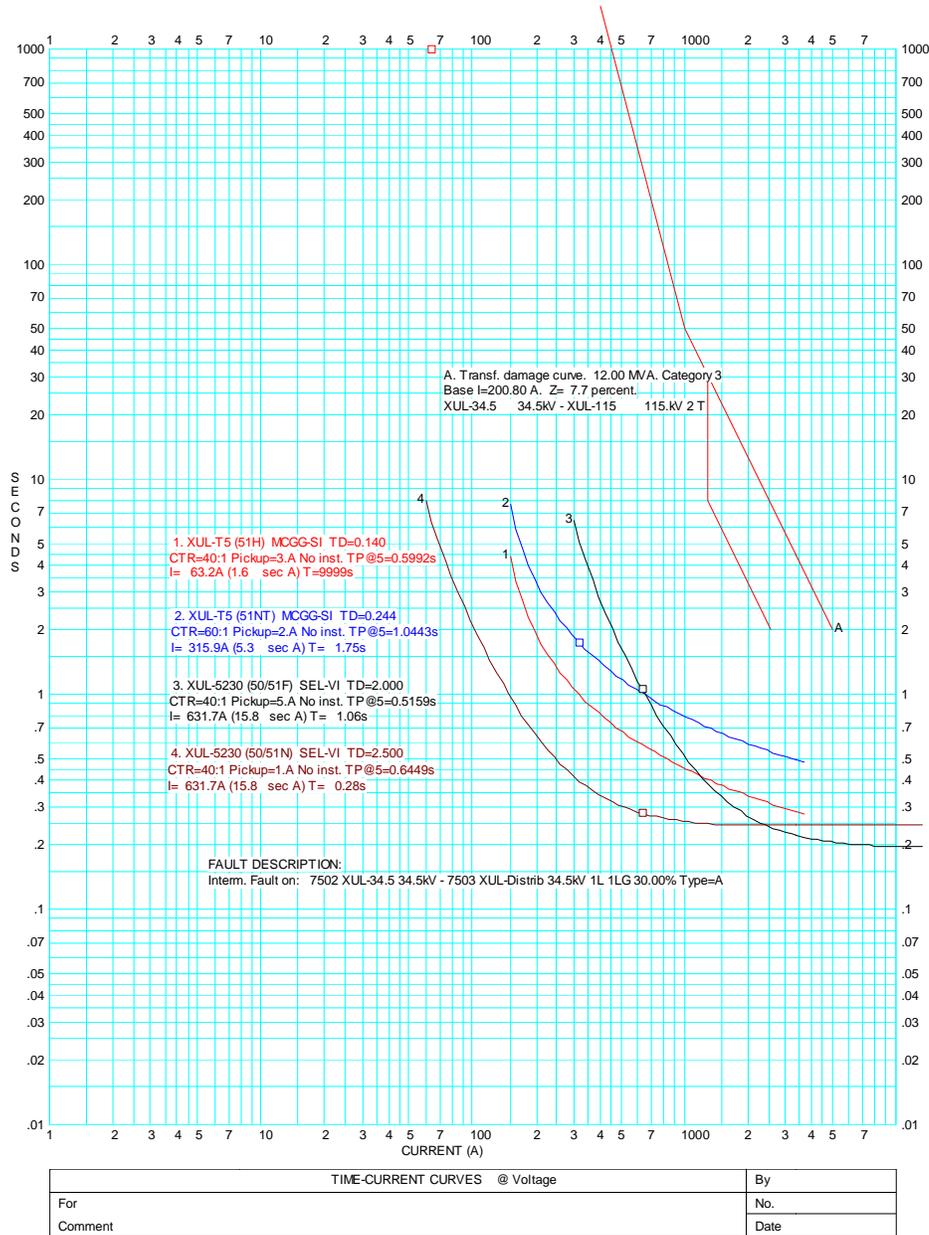


Figura 15. Respuesta de los equipos de protección ante una falla monofásica a una distancia aproximada del 30% de la longitud total del circuito a partir de la subestación.

En la figura 15 se observa el comportamiento de la respuesta de los equipos de protección ante las fallas que se quieran simular. Esta es la coordinación correspondiente a la situación indicada en la figura 6, donde se simula una falla monofásica a una distancia aproximada del 30% de la longitud total del circuito a partir de la subestación. En esta gráfica se aprecian las características de los dispositivos de protección y sus valores/tiempo de operación. La curva de daño del transformador también se indica.

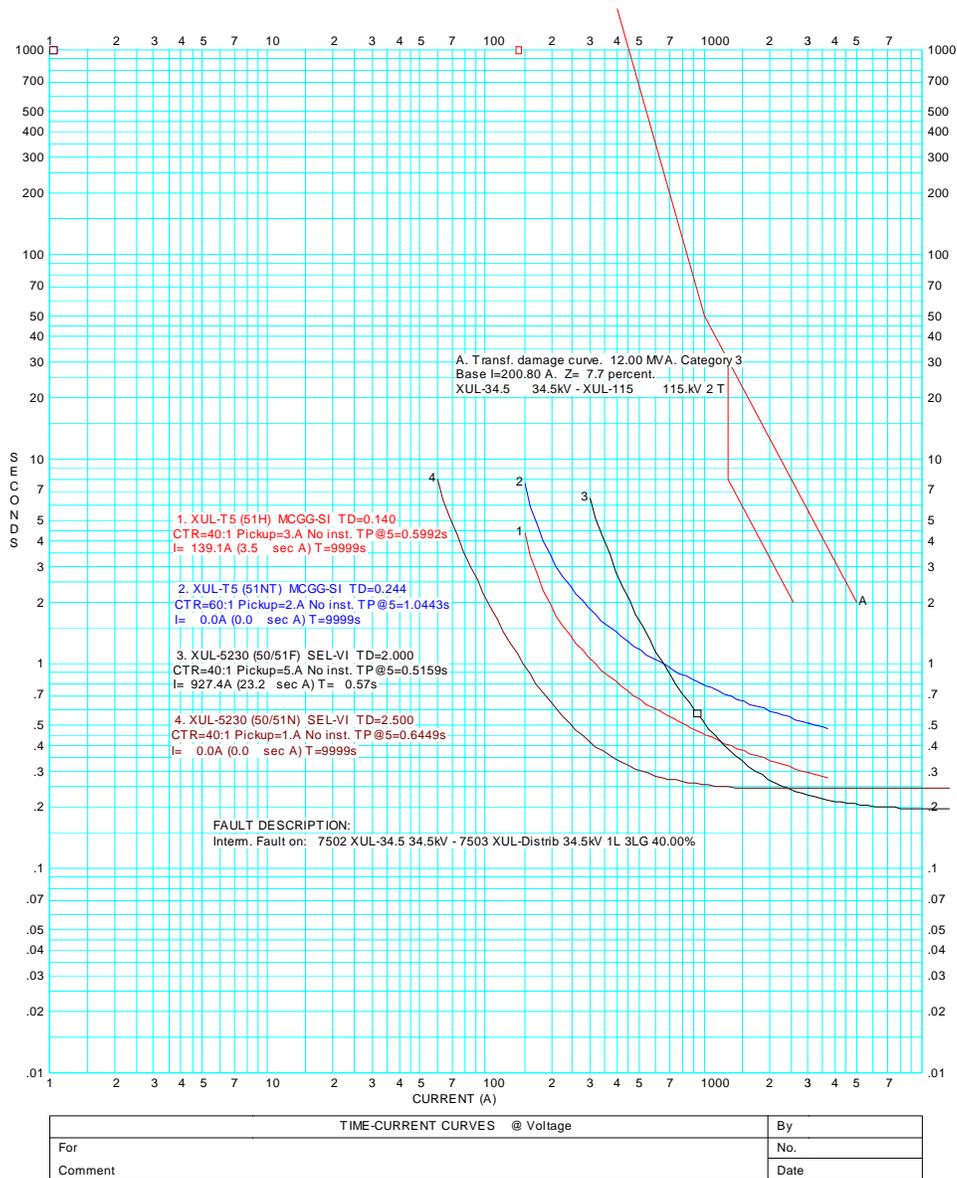


Figura 16. Respuesta de los equipos de protección ante una falla trifásica a una distancia aproximada del 40% de la longitud total del circuito a partir de la subestación.



En la figura 16 se observa el comportamiento de la respuesta de los equipos de protección ante las fallas que se quieran simular. Esta es la coordinación correspondiente a la situación indicada en la figura 5, donde se simula una falla trifásica a una distancia aproximada del 40% de la longitud total del circuito a partir de la subestación. En esta gráfica se aprecian las características de los dispositivos de protección y sus valores/tiempo de operación. La curva de daño del transformador también se indica.

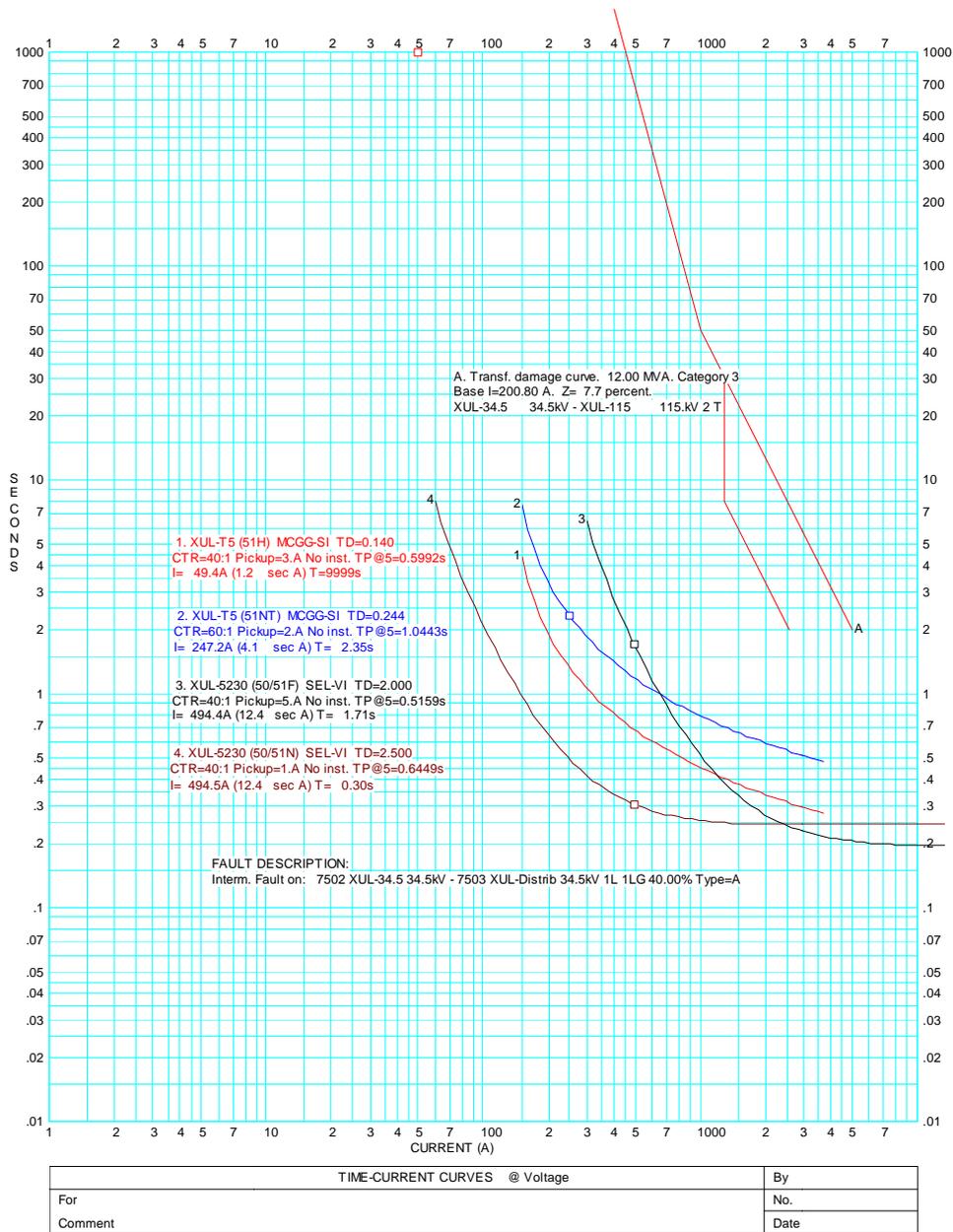


Figura 17. Respuesta de los equipos de protección ante una falla monofásica a una distancia aproximada del 40% de la longitud total del circuito a partir de la subestación.

Se muestra en la figura 17 el comportamiento de la respuesta de los equipos de protección ante las fallas que se quieran simular. Esta es la coordinación correspondiente a la situación indicada en la figura 6, donde se simula una falla monofásica a una distancia aproximada del 40% de la longitud total del circuito a partir de la subestación. En esta gráfica se aprecian las características de los

dispositivos de protección y sus valores/tiempo de operación. La curva de daño del transformador también se indica.

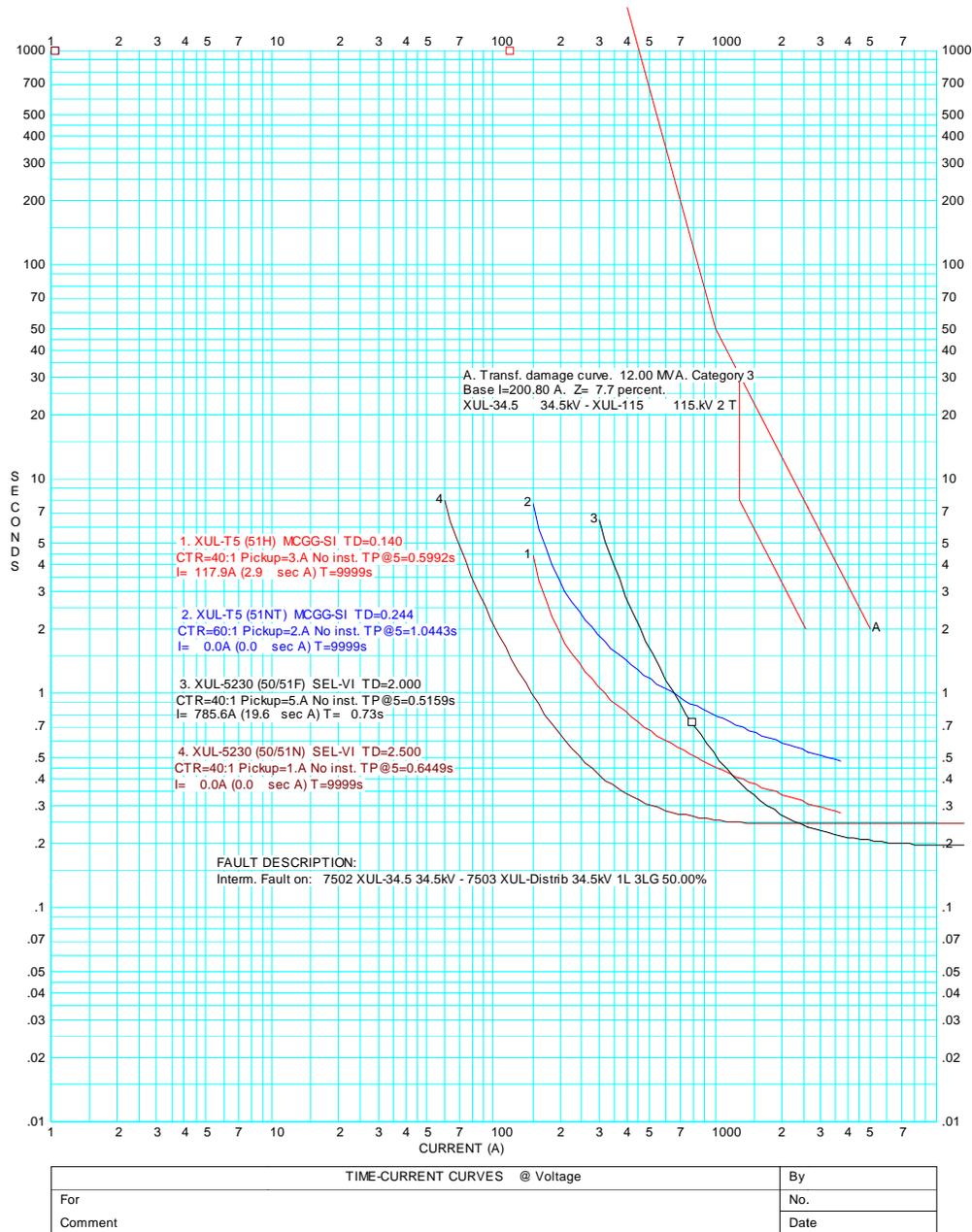


Figura 18. Respuesta de los equipos de protección ante una falla trifásica a una distancia aproximada del 50% de la longitud total del circuito a partir de la subestación.

En la figura 18 se observa el comportamiento de la respuesta de los equipos de protección ante las fallas que se quieran simular. Esta es la coordinación



correspondiente a la situación indicada en la figura 5, donde se simula una falla trifásica a una distancia aproximada del 50% de la longitud total del circuito a partir de la subestación. En esta gráfica se aprecian las características de los dispositivos de protección y sus valores/tiempo de operación. La curva de daño del transformador también se indica.

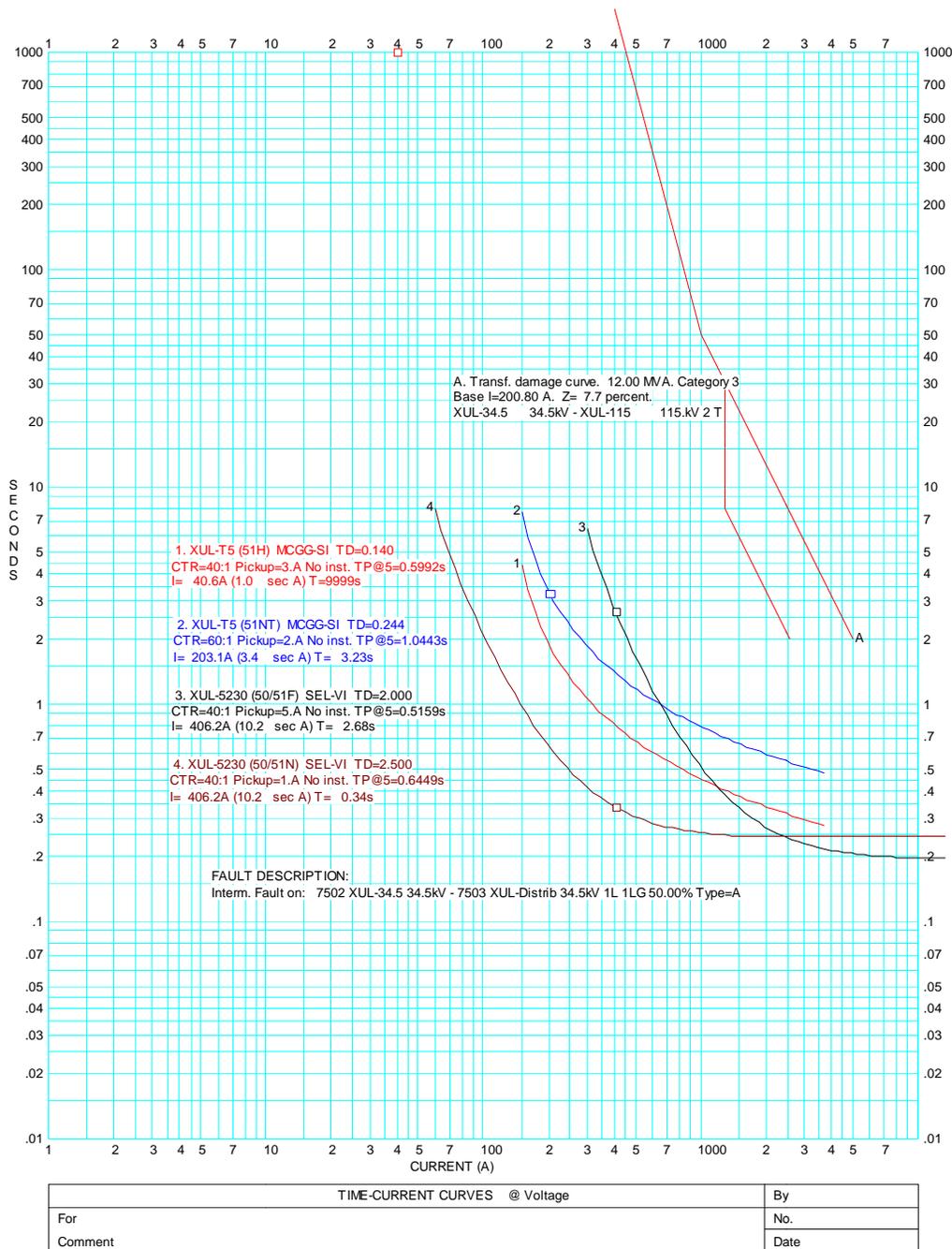


Figura 19. Respuesta de los equipos de protección ante una falla monofásica a una distancia aproximada del 50% de la longitud total del circuito a partir de la subestación.

En la figura 19 se observa el comportamiento de la respuesta de los equipos de protección ante las fallas que se quieran simular. Esta es la coordinación correspondiente a la situación indicada en la figura 6, donde se simula una falla



monofásica a una distancia aproximada del 50% de la longitud total del circuito a partir de la subestación. En esta gráfica se aprecian las características de los dispositivos de protección y sus valores/tiempo de operación. La curva de daño del transformador también se indica.

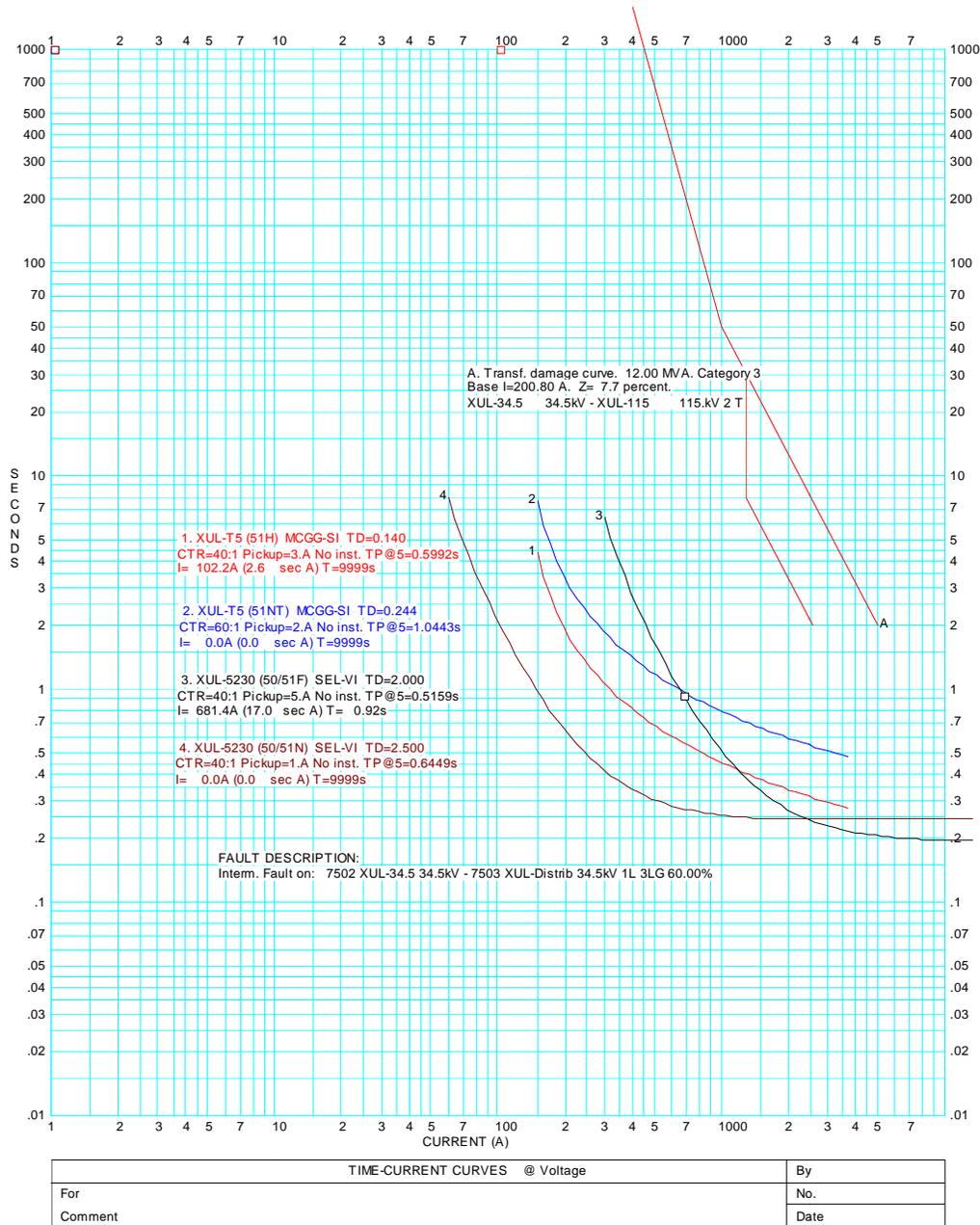


Figura 20. Respuesta de los equipos de protección ante una falla trifásica a una distancia aproximada del 60% de la longitud total del circuito a partir de la subestación.

Se muestra gráficamente en la figura 20 el comportamiento de la respuesta de los equipos de protección ante las fallas que se quieran simular. Esta es la coordinación correspondiente a la situación indicada en la figura 5, donde se simula una falla trifásica a una distancia aproximada del 60% de la longitud total del circuito a partir de la subestación. En esta gráfica se aprecian las características de los dispositivos de protección y sus valores/tiempo de operación. La curva de daño del transformador también se indica.

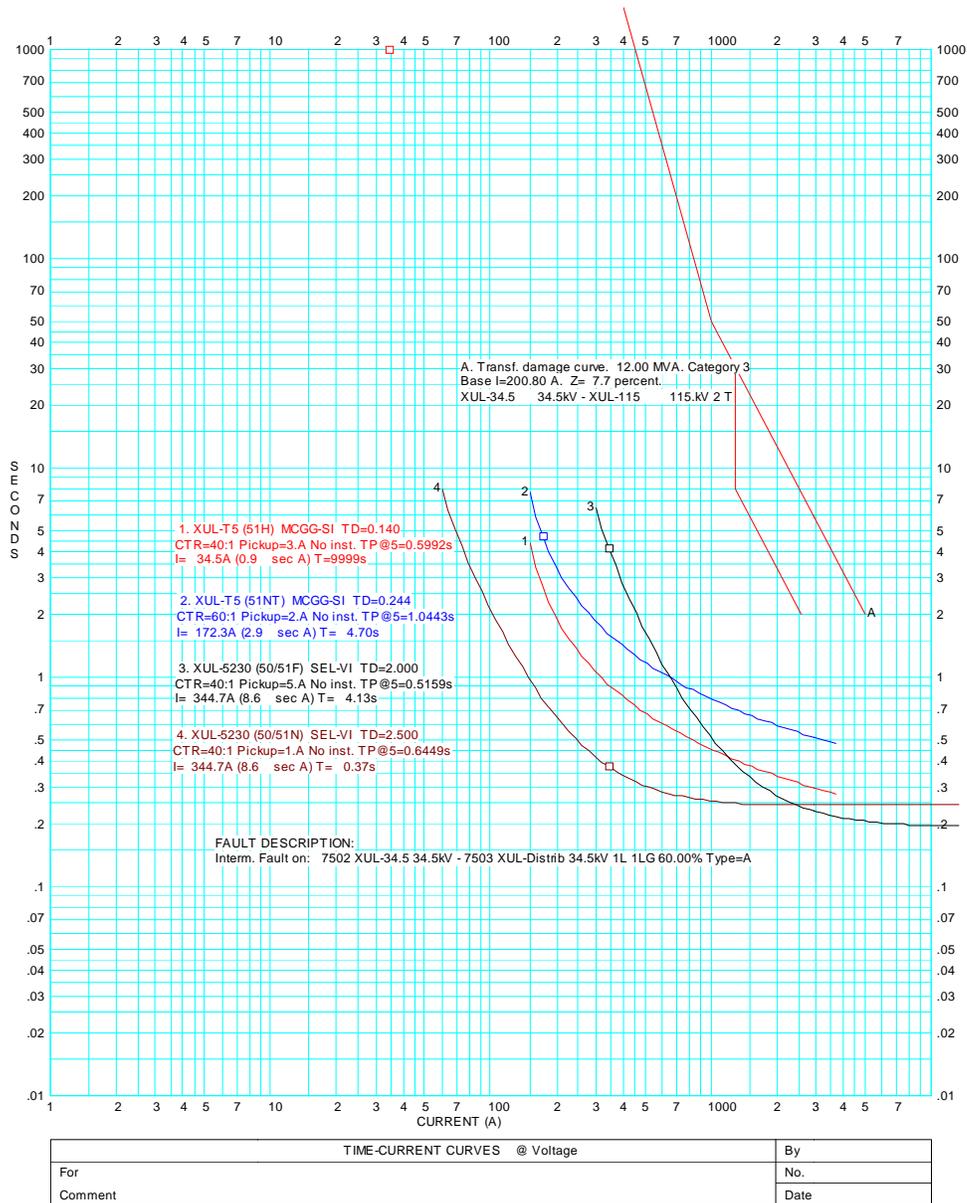


Figura 21. Respuesta de los equipos de protección ante una falla monofásica a una distancia aproximada del 60% de la longitud total del circuito a partir de la subestación.



En la figura 21 se observa el comportamiento de la respuesta de los equipos de protección ante las fallas que se quieran simular. Esta es la coordinación correspondiente a la situación indicada en la figura 6, donde se simula una falla monofásica a una distancia aproximada del 60% de la longitud total del circuito a partir de la subestación. En esta gráfica se aprecian las características de los dispositivos de protección y sus valores/tiempo de operación. La curva de daño del transformador también se indica.

ANEXO F. Gráficas tiempo - corriente de la coordinación de protecciones del circuito XUL-5230 Francisco Villa con un transformador de unidad desconectado.

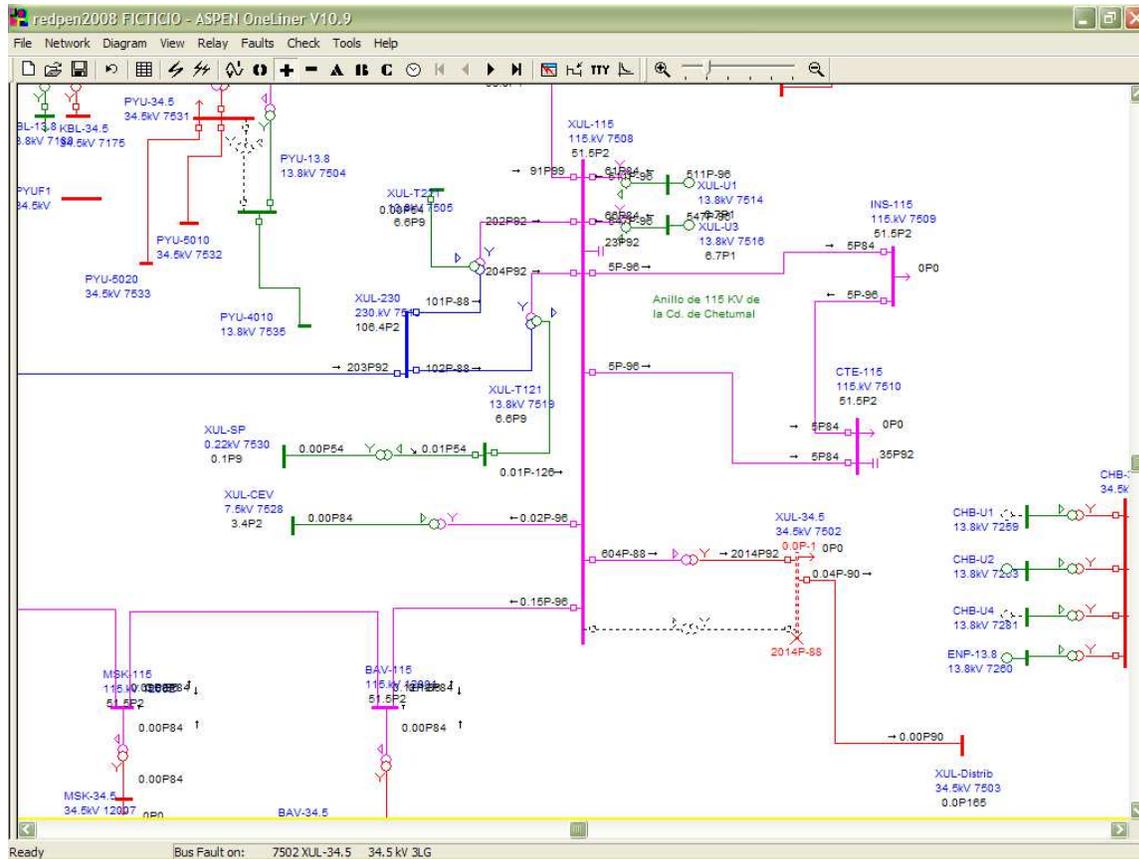


Figura 22. Diagrama unifilar de la simulación de una falla trifásica en el bus de baja de la subestación con un transformador de unidad desconectado representado en programa ASPEN.

En la figura 22 se muestra la simulación de una falla trifásica en el lado de B.T. de la subestación (indicada con una "X"). Se realiza esta acción con un transformador de unidad desconectado. Esto para estudiar la posibilidad de una posible desconexión de un transformador por maniobras de mantenimiento o de otra índole. Posteriormente, se mostrará la respuesta a la simulación por parte de los equipos de protección.

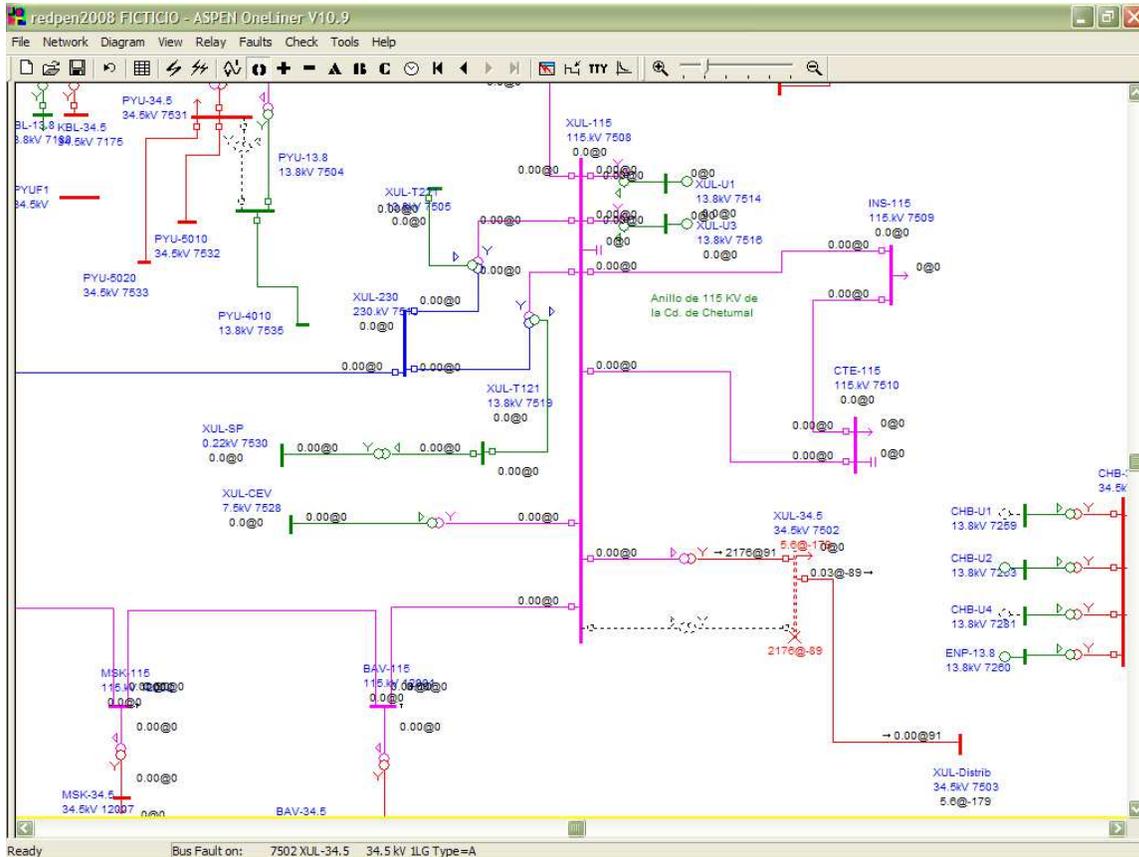


Figura 23. Diagrama unifilar de la simulación de una falla monofásica en el bus de baja de la subestación con un transformador de unidad desconectado representado en programa ASPEN.

En la figura 23 se observa la simulación de una falla monofásica en el lado de B.T. de la subestación (indicada con una "X"). Se realiza esta acción con un transformador de unidad desconectado. Esto para estudiar la posibilidad de una posible desconexión de un transformador por maniobras de mantenimiento o de otra índole. Posteriormente, se mostrará la respuesta a la simulación por parte de los equipos de protección.

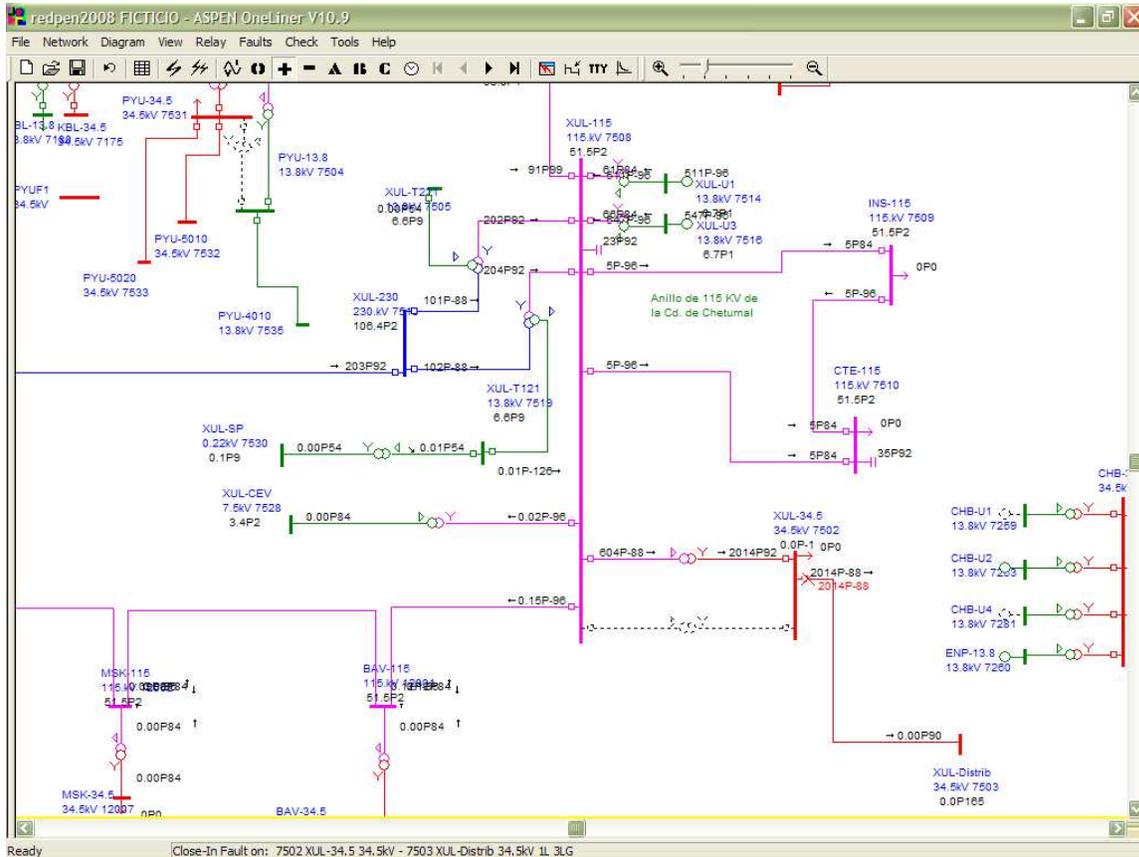


Figura 24. Diagrama unifilar de la simulación de una falla trifásica a la altura del interruptor de potencia del circuito con un transformador de unidad desconectado.

En la figura 24 se muestra la simulación de una falla trifásica (indicada con una "X") desde un punto del circuito eléctrico de distribución. Se realiza esta acción con un transformador de unidad desconectado. Esto para estudiar la posibilidad de una posible desconexión de un transformador por maniobras de mantenimiento o de otra índole. Posteriormente, se mostrará la respuesta a la simulación por parte de los equipos de protección.

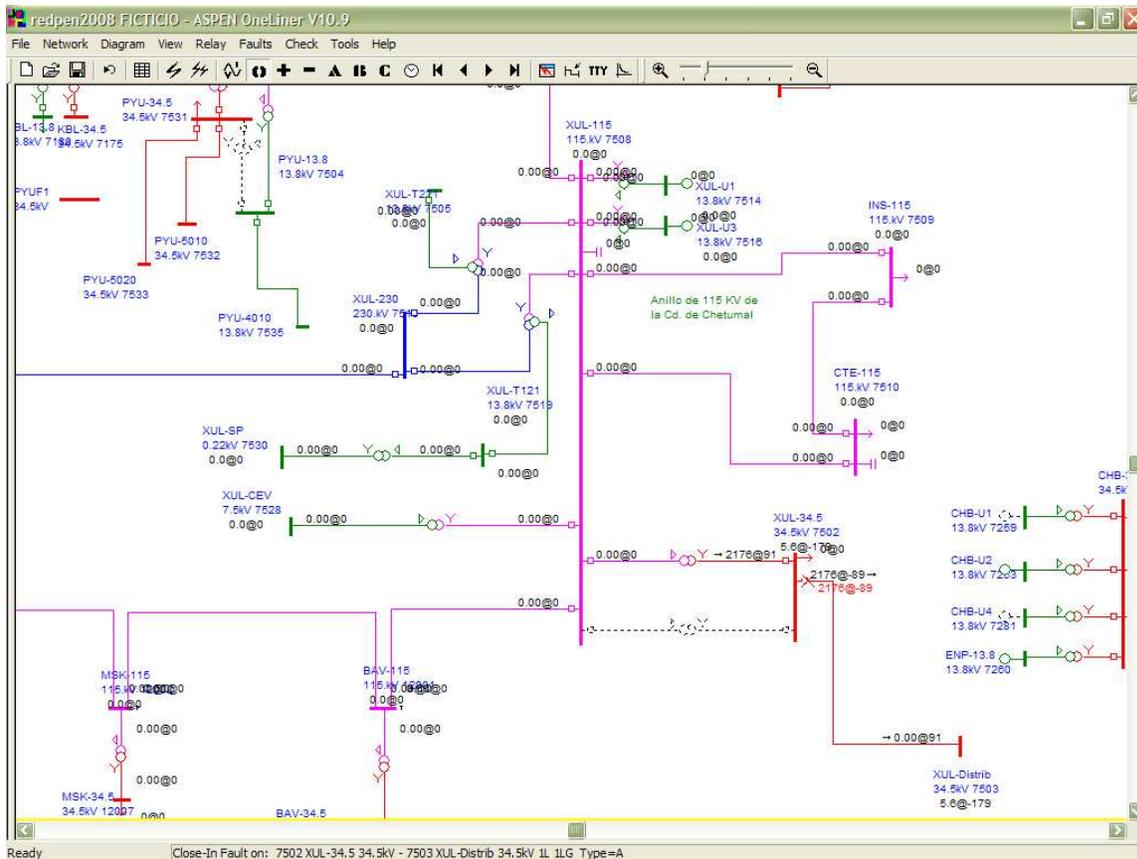


Figura 25. Diagrama unifilar de la simulación de una falla monofásica a la altura del interruptor de potencia del circuito con un transformador de unidad desconectado.

En la figura 25 se muestra la simulación de una falla monofásica (indicada con una "X") desde un punto del circuito eléctrico de distribución. Se realiza esta acción con un transformador de unidad desconectado. Esto para estudiar la posibilidad de una posible desconexión de un transformador por maniobras de mantenimiento o de otra índole. Posteriormente, se mostrará la respuesta a la simulación por parte de los equipos de protección.

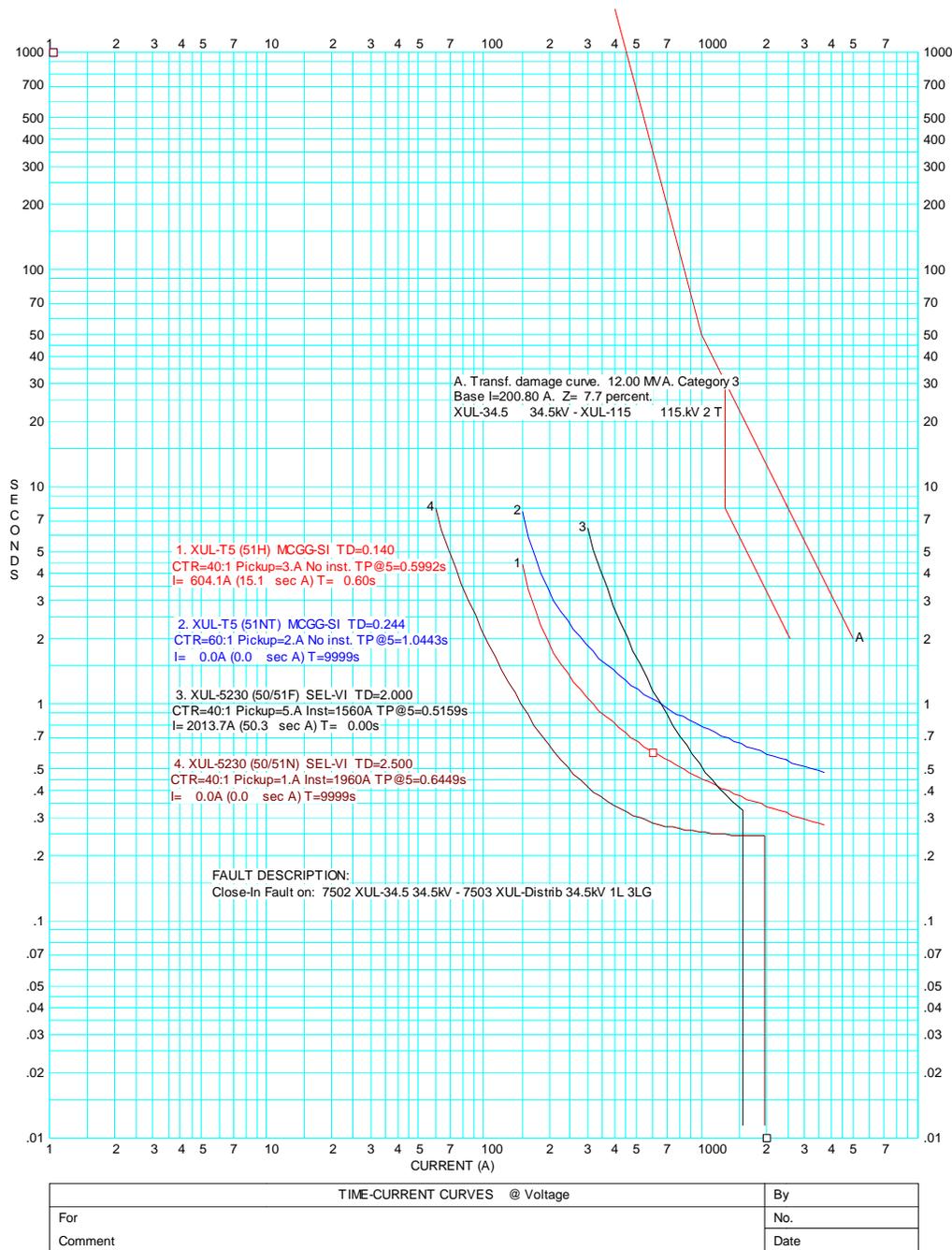


Figura 26. Respuesta de los equipos de protección ante una falla trifásica en el bus de B.T. de la subestación con un transformador de unidad desconectado.

En la figura 26 se muestra el comportamiento de la respuesta de los equipos de protección ante las fallas que se quieran simular (con el transformador de unidad desconectado). Las respuestas de las protecciones mostradas es ante una falla



trifásica en el lado de B.T. En esta gráfica se aprecian las características de los dispositivos de protección y sus valores/tiempo de operación. La curva de daño del transformador también se indica.

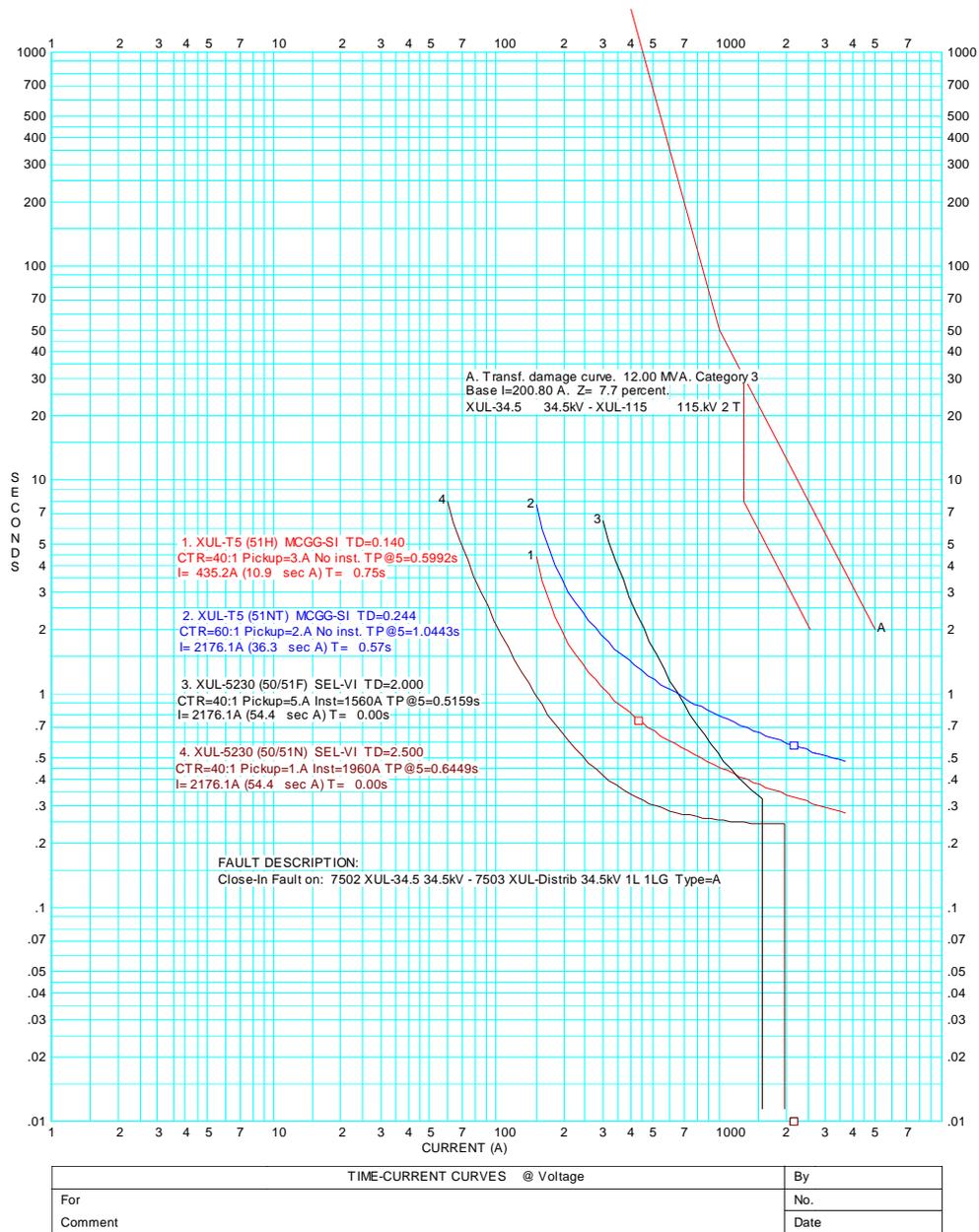


Figura 27. Respuesta de los equipos de protección ante una falla monofásica en el bus de B.T. de la subestación con un transformador de unidad desconectado.



En la figura 27 se muestra gráficamente el comportamiento de la respuesta de los equipos de protección ante las fallas que se quieran simular. Esta es la coordinación correspondiente a la simulación de una falla monofásica en el lado de B.T. de la subestación (con un transformador de unidad desconectado). En esta gráfica se aprecian las características de los dispositivos de protección y sus valores/tiempo de operación. La curva de daño del transformador también se indica.

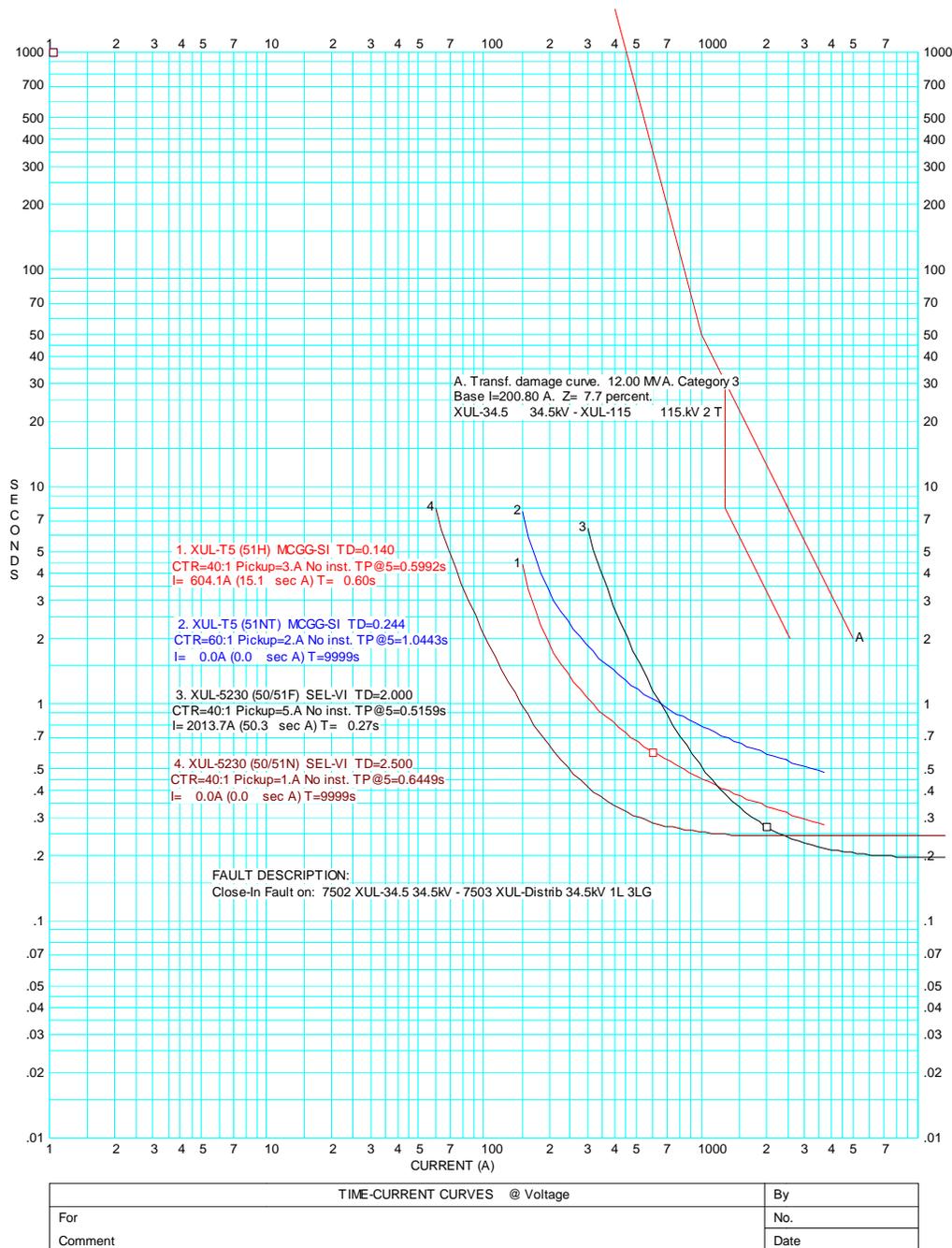


Figura 28. Respuesta de los equipos de protección ante una falla trifásica a la altura del interruptor de potencia del circuito con un transformador de unidad desconectado.

En la figura 28 se muestra gráficamente el comportamiento de la respuesta de los equipos de protección ante las fallas que se quieran simular. Esta es la coordinación correspondiente a la simulación de una falla trifásica en el lado de



B.T. de la subestación (con un transformador de unidad desconectado). En esta gráfica se aprecian las características de los dispositivos de protección y sus valores/tiempo de operación. La curva de daño del transformador también se indica.

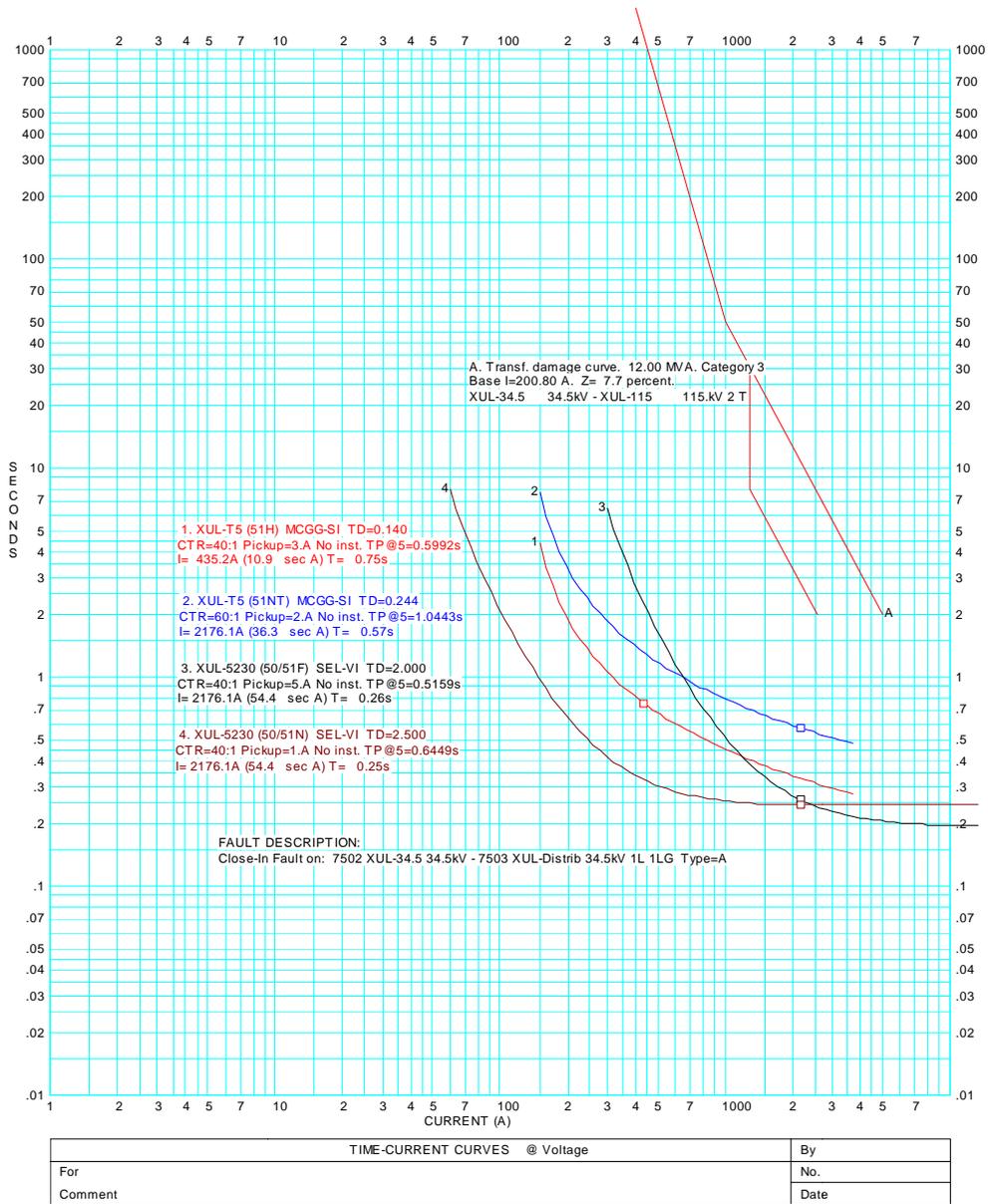


Figura 29. Respuesta de los equipos de protección ante una falla monofásica a la altura del interruptor de potencia del circuito con un transformador de unidad desconectado.



En la figura 29 se muestra gráficamente el comportamiento de la respuesta de los equipos de protección ante las fallas que se quieran simular. Esta es la coordinación correspondiente a la simulación de una falla monofásica en el lado de B.T. de la subestación (con un transformador de unidad desconectado). En esta gráfica se aprecian las características de los dispositivos de protección y sus valores/tiempo de operación. La curva de daño del transformador también se indica.

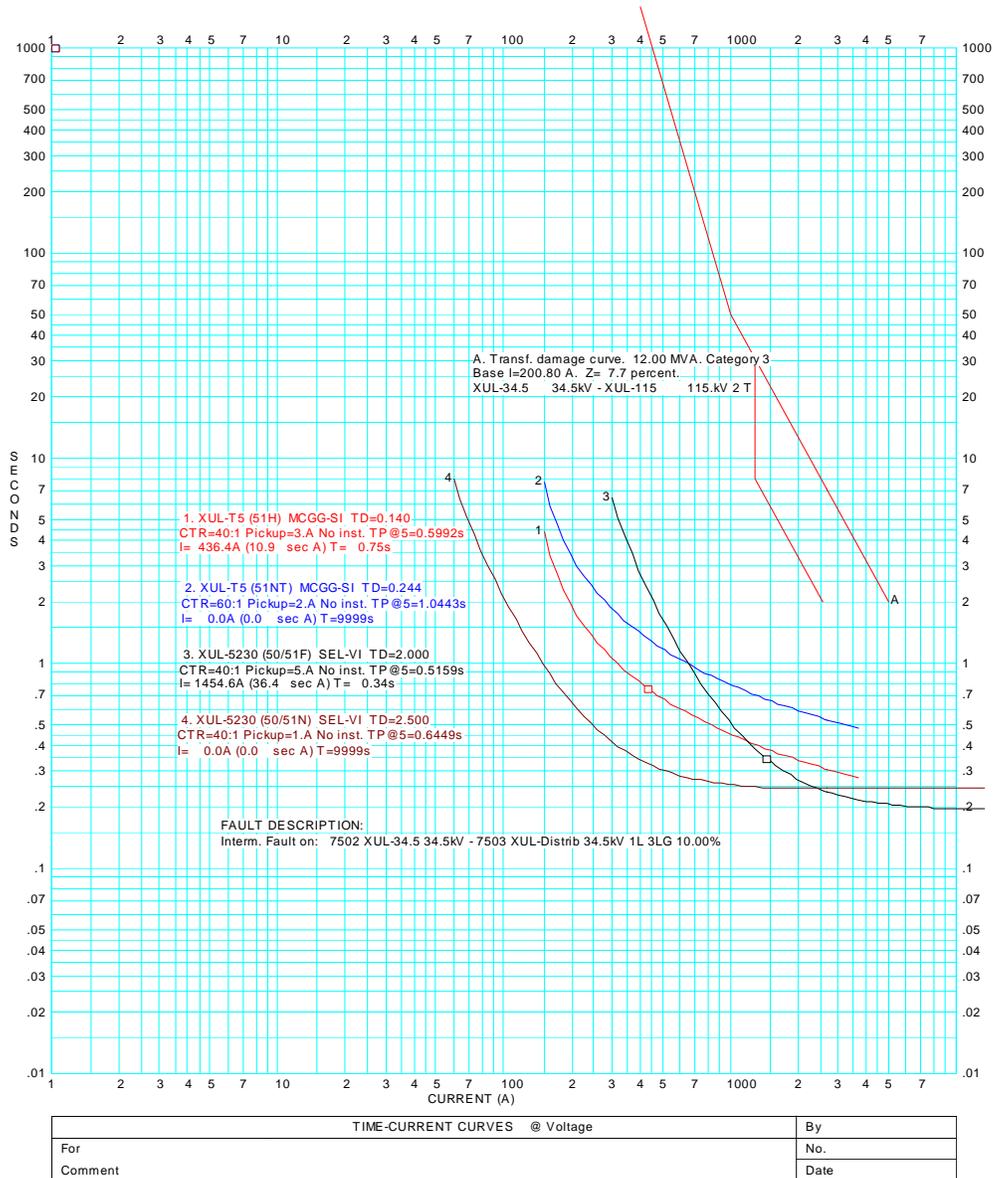


Figura 30. Respuesta de los equipos de protección ante una falla trifásica a una distancia aproximada del 10% de la longitud total del circuito a partir de la subestación con un transformador de unidad desconectado.



En la figura 30 se muestra gráficamente el comportamiento de la respuesta de los equipos de protección ante las fallas que se quieran simular. Esta es la coordinación correspondiente a una simulación de una falla trifásica a una distancia aproximada del 10% de la longitud total del circuito a partir de la subestación (con un transformador de unidad desconectado). En esta gráfica se aprecian las características de los dispositivos de protección y sus valores/tiempo de operación. La curva de daño del transformador también se indica.

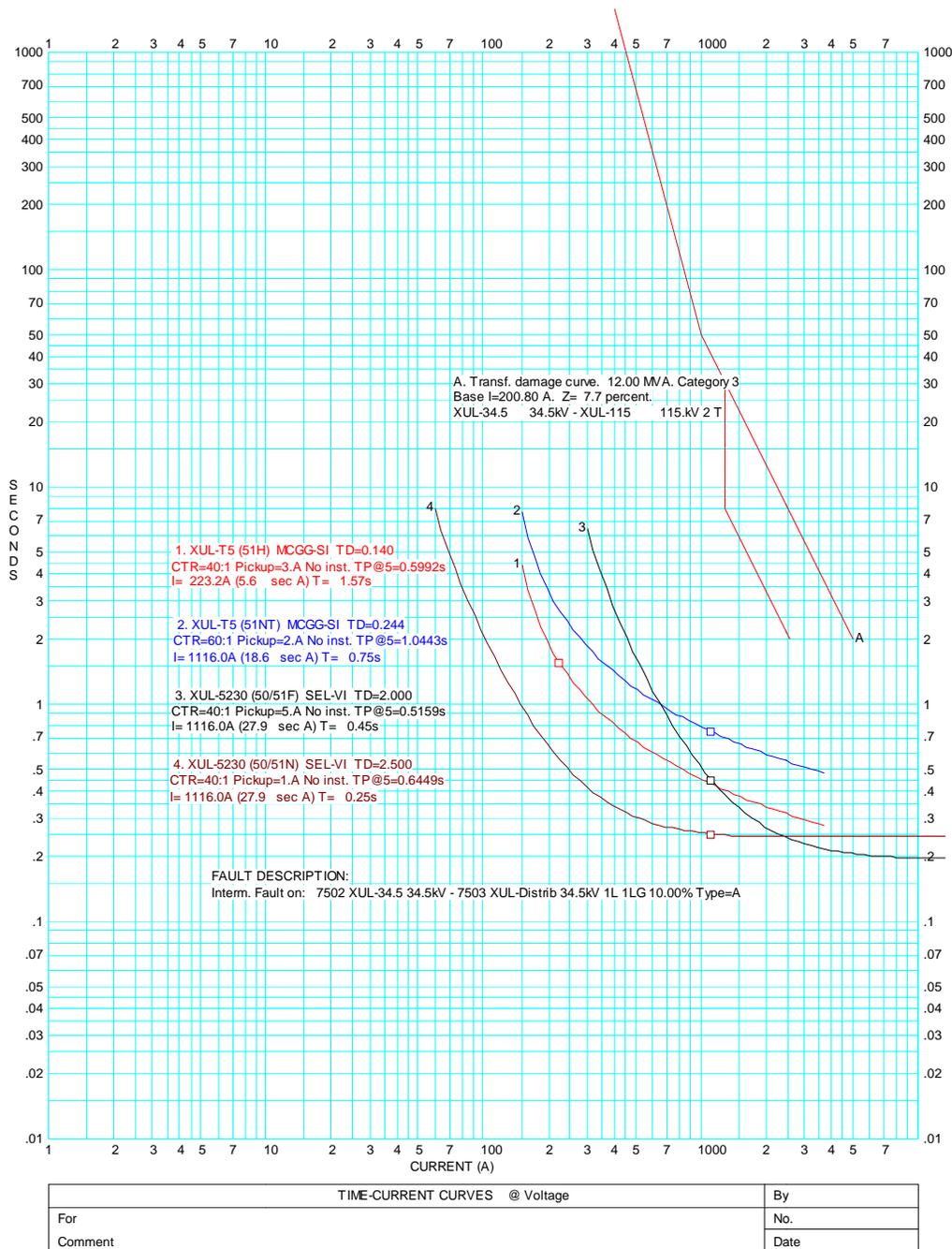


Figura 31. Respuesta de los equipos de protección ante una falla monofásica a una distancia aproximada del 10% de la longitud total del circuito a partir de la subestación con un transformador de unidad desconectado.

En la figura 31 se muestra gráficamente el comportamiento de la respuesta de los equipos de protección ante las fallas que se quieren simular. Esta es la

coordinación correspondiente a una simulación de una falla monofásica a una distancia aproximada del 10% de la longitud total del circuito a partir de la subestación (con un transformador de unidad desconectado). En esta gráfica se aprecian las características de los dispositivos de protección y sus valores/tiempo de operación. La curva de daño del transformador también se indica.

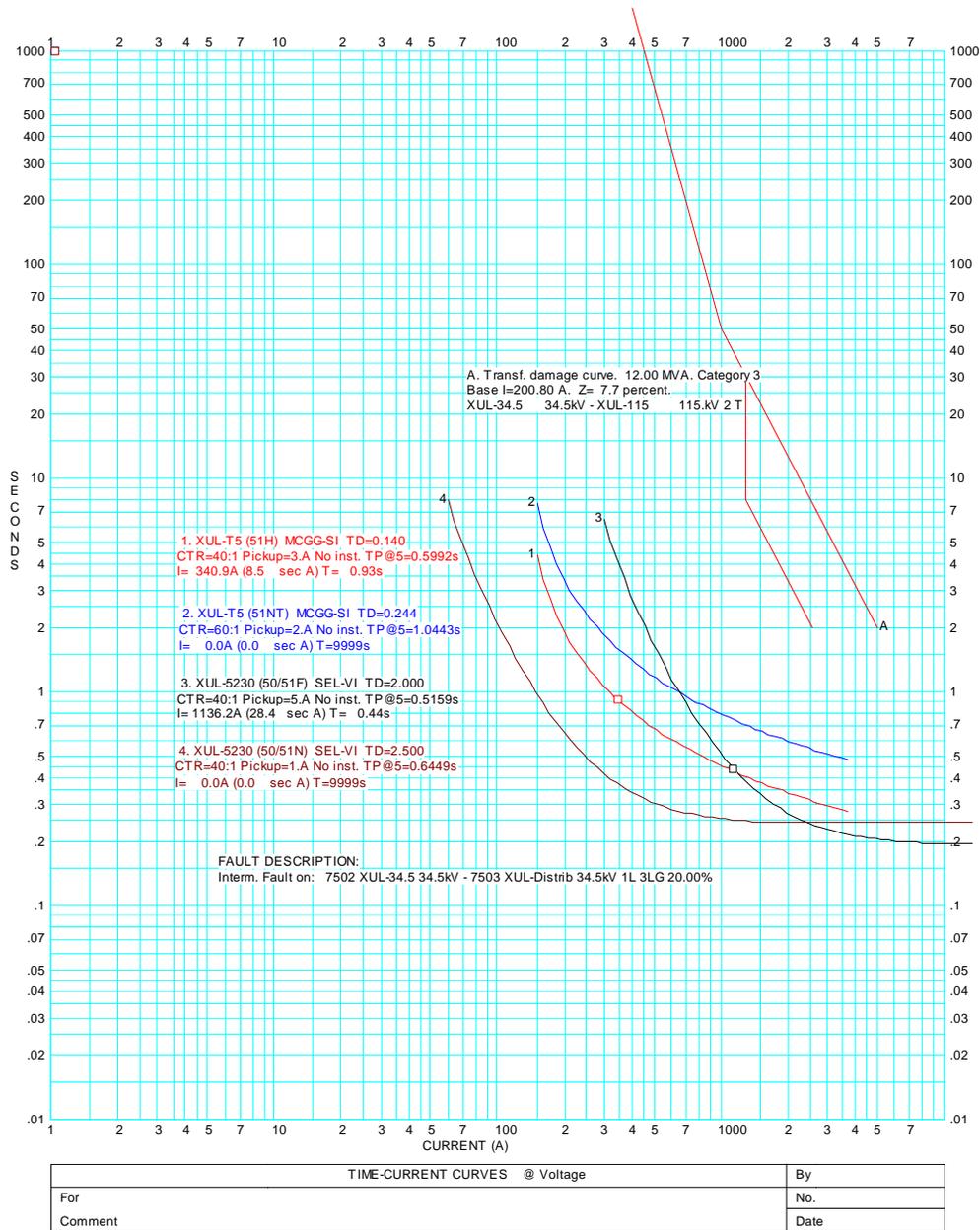


Figura 32. Respuesta de los equipos de protección ante una falla trifásica a una distancia aproximada del 20% de la longitud total del circuito a partir de la subestación con un transformador de unidad desconectado.



En la figura 32 se muestra gráficamente el comportamiento de la respuesta de los equipos de protección ante las fallas que se quieran simular. Esta es la coordinación correspondiente a una simulación de una falla trifásica a una distancia aproximada del 20% de la longitud total del circuito a partir de la subestación (con un transformador de unidad desconectado). En esta gráfica se aprecian las características de los dispositivos de protección y sus valores/tiempo de operación. La curva de daño del transformador también se indica.

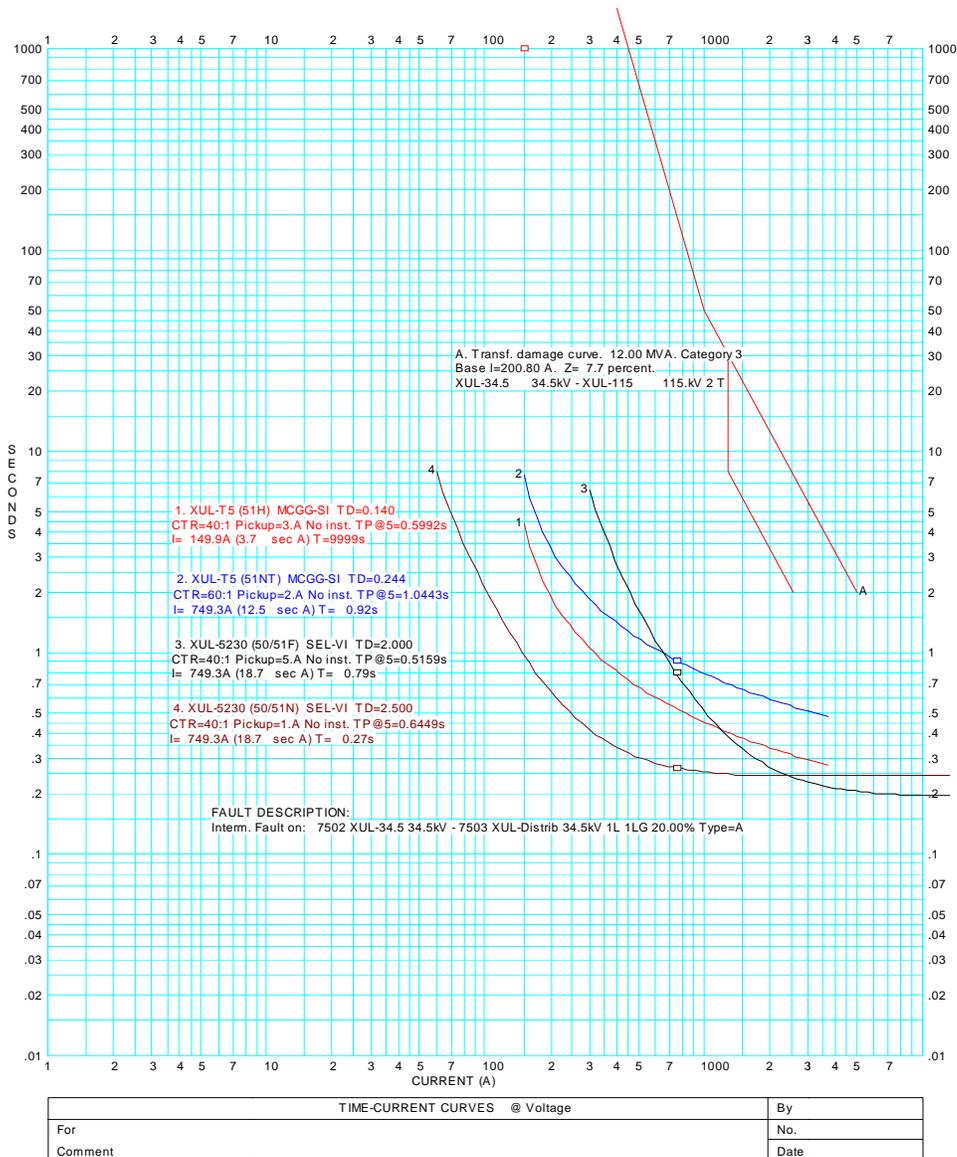


Figura 33. Respuesta de los equipos de protección ante una falla monofásica a una distancia aproximada del 20% de la longitud total del circuito a partir de la subestación con un transformador de unidad desconectado.

En la figura 33 se muestra gráficamente el comportamiento de la respuesta de los equipos de protección ante las fallas que se quieran simular. Esta es la coordinación correspondiente a una simulación de una falla monofásica a una distancia aproximada del 20% de la longitud total del circuito a partir de la subestación (con un transformador de unidad desconectado). En esta gráfica se aprecian las características de los dispositivos de protección y sus valores/tiempo de operación. La curva de daño del transformador también se indica.

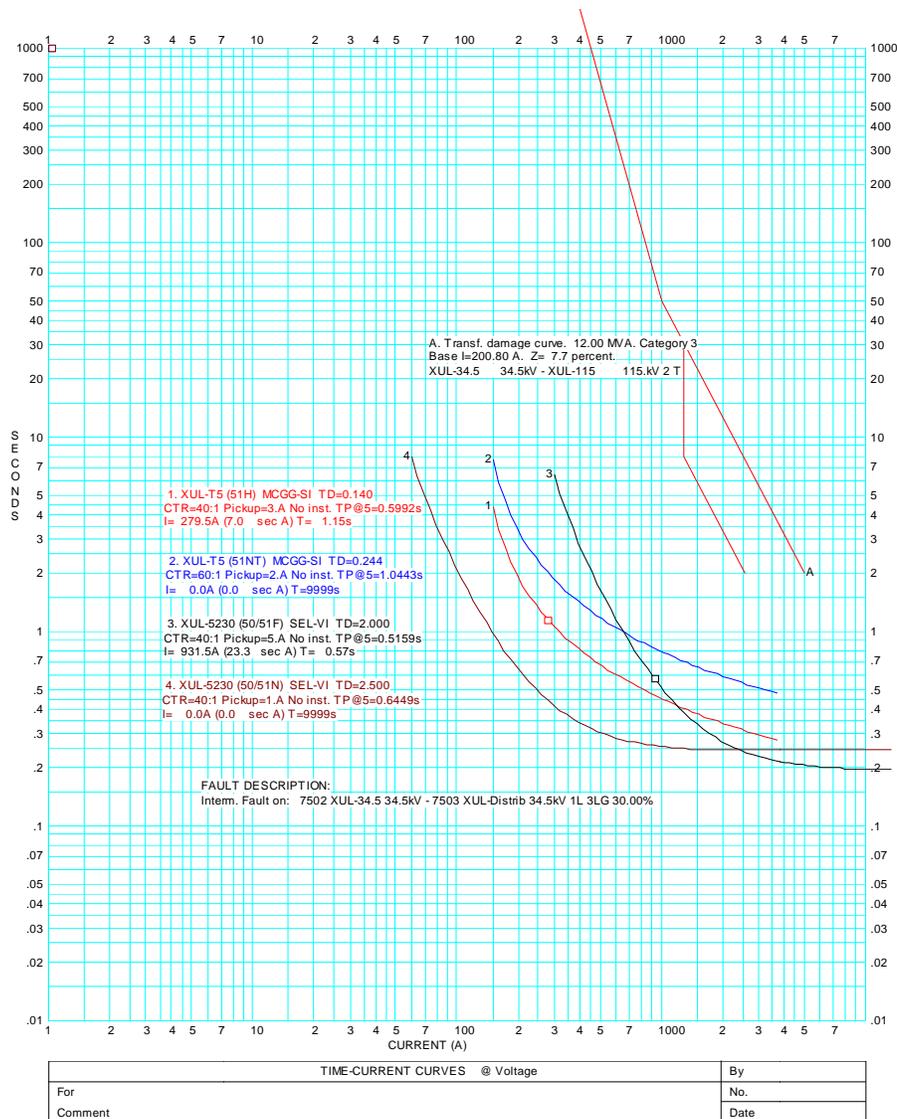


Figura 34. Respuesta de los equipos de protección ante una falla trifásica a una distancia aproximada del 30% de la longitud total del circuito a partir de la subestación con un transformador de unidad desconectado.



En la figura 34 se muestra gráficamente el comportamiento de la respuesta de los equipos de protección ante las fallas que se quieran simular. Esta es la coordinación correspondiente a una simulación de una falla trifásica a una distancia aproximada del 30% de la longitud total del circuito a partir de la subestación (con un transformador de unidad desconectado). En esta gráfica se aprecian las características de los dispositivos de protección y sus valores/tiempo de operación. La curva de daño del transformador también se indica.

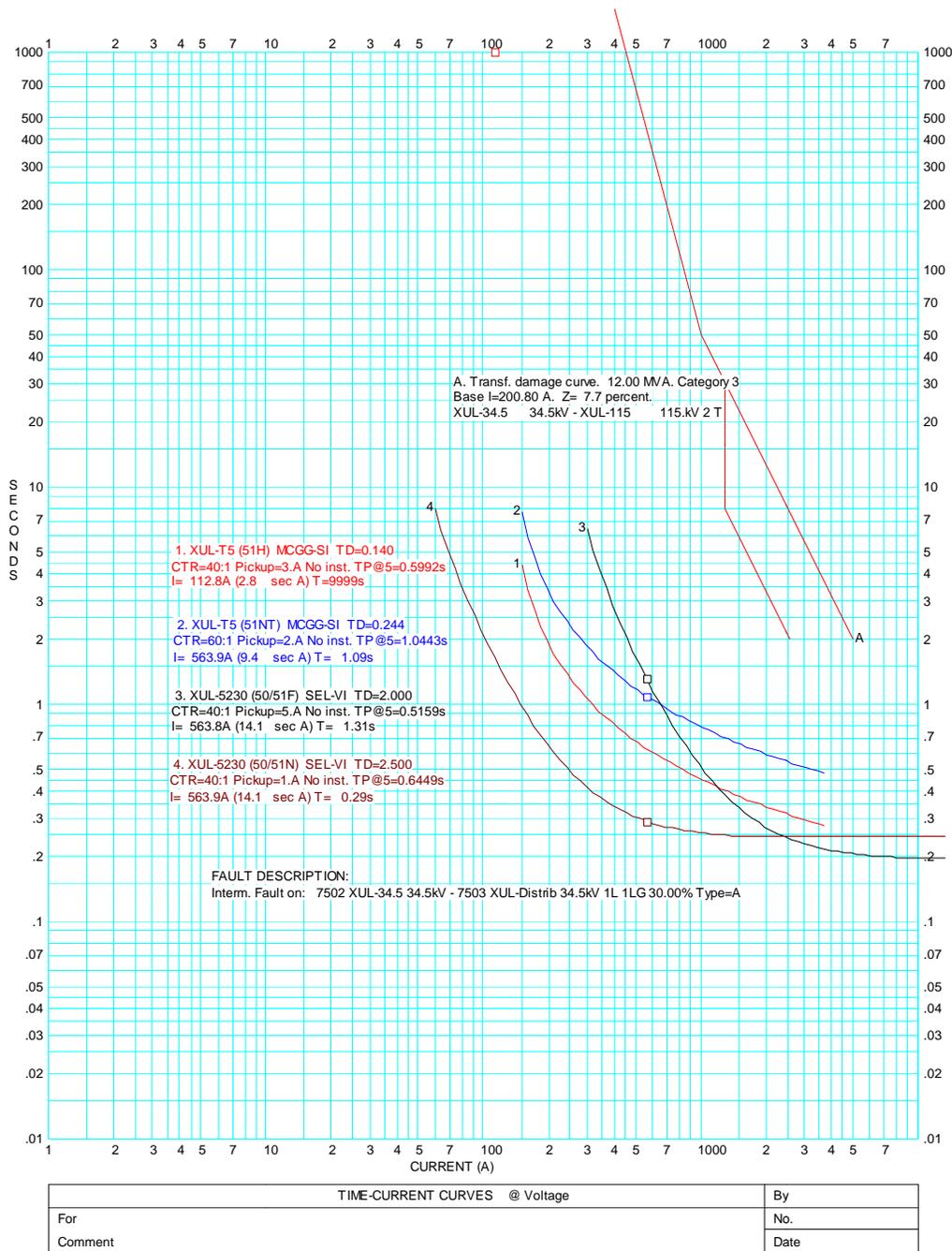


Figura 35. Respuesta de los equipos de protección ante una falla monofásica a una distancia aproximada del 30% de la longitud total del circuito a partir de la subestación con un transformador de unidad desconectado.

En la figura 35 se muestra gráficamente el comportamiento de la respuesta de los equipos de protección ante las fallas que se quieren simular. Esta es la

coordinación correspondiente a una simulación de una falla monofásica a una distancia aproximada del 30% de la longitud total del circuito a partir de la subestación (con un transformador de unidad desconectado). En esta gráfica se aprecian las características de los dispositivos de protección y sus valores/tiempo de operación. La curva de daño del transformador también se indica.

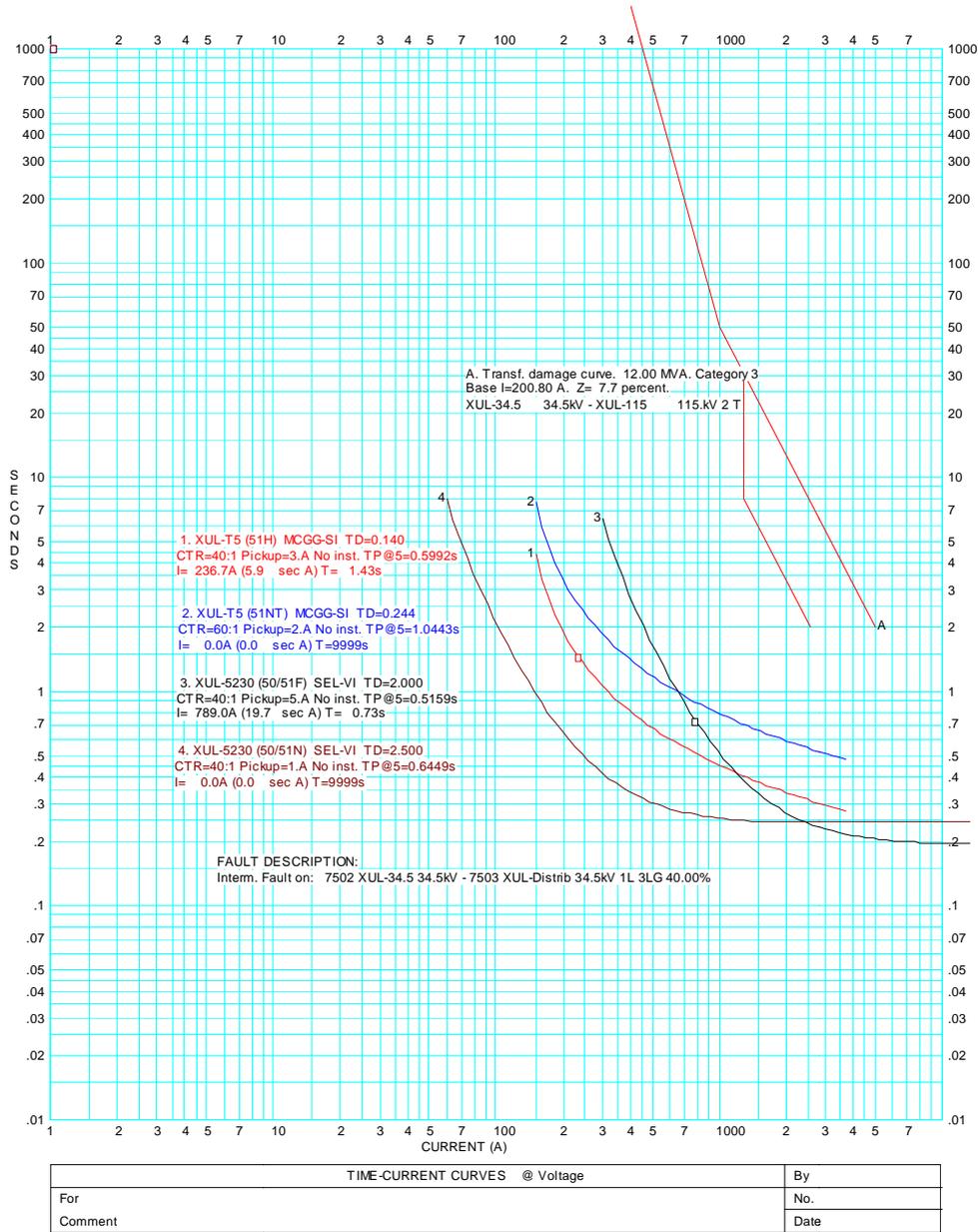


Figura 36. Respuesta de los equipos de protección ante una falla trifásica a una distancia aproximada del 40% de la longitud total del circuito a partir de la subestación con un transformador de unidad desconectado.



Ahora, en la figura 36 se muestra gráficamente el comportamiento de la respuesta de los equipos de protección ante las fallas que se quieran simular. Esta es la coordinación correspondiente a una simulación de una falla trifásica a una distancia aproximada del 40% de la longitud total del circuito a partir de la subestación (con un transformador de unidad desconectado). En esta gráfica se aprecian las características de los dispositivos de protección y sus valores/tiempo de operación. La curva de daño del transformador también se indica.

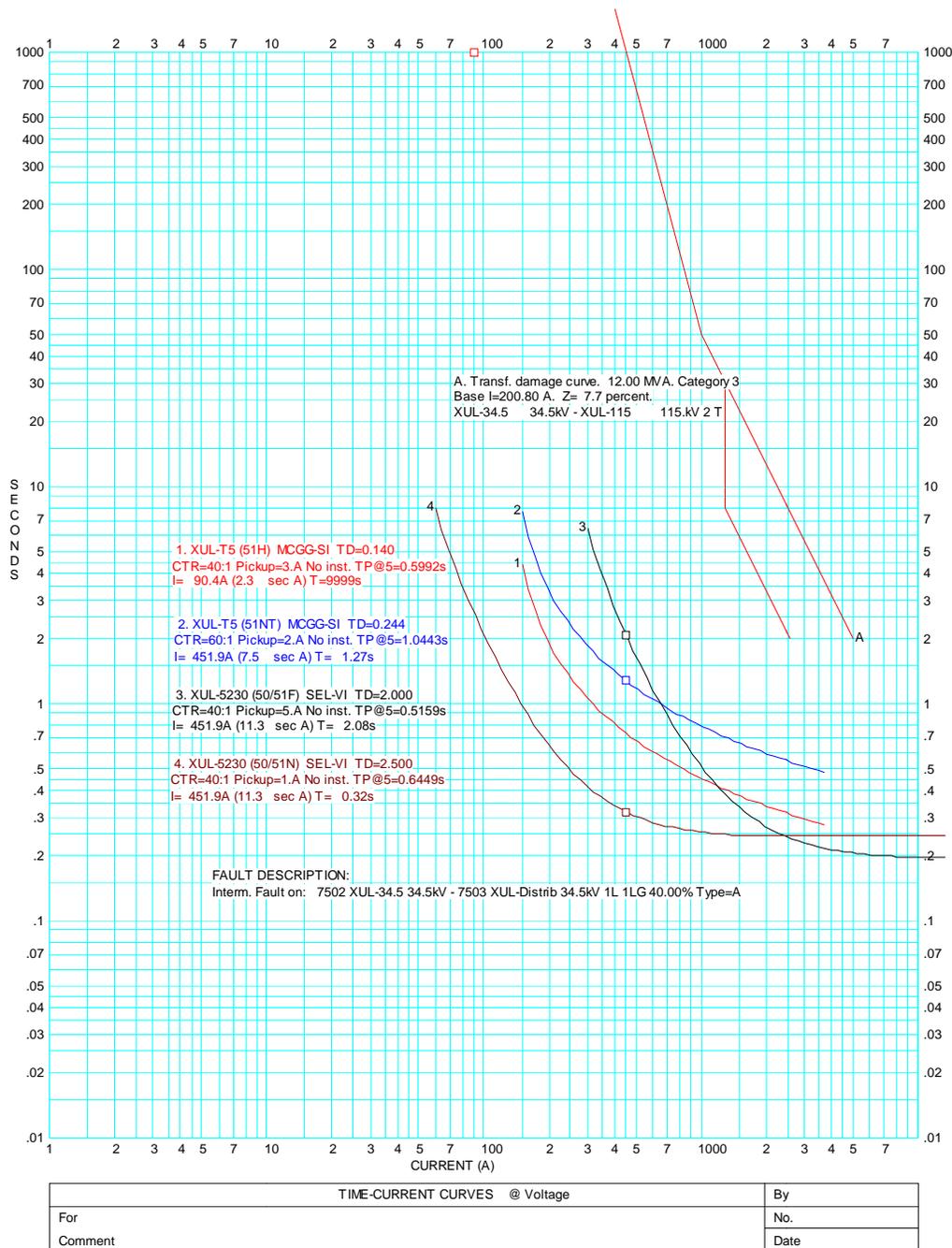


Figura 37. Respuesta de los equipos de protección ante una falla monofásica a una distancia aproximada del 40% de la longitud total del circuito a partir de la subestación con un transformador de unidad desconectado.

Ahora, en la figura 37 se muestra gráficamente el comportamiento de la respuesta de los equipos de protección ante las fallas que se quieran simular. Esta es la

coordinación correspondiente a una simulación de una falla monofásica a una distancia aproximada del 40% de la longitud total del circuito a partir de la subestación (con un transformador de unidad desconectado). En esta gráfica se aprecian las características de los dispositivos de protección y sus valores/tiempo de operación. La curva de daño del transformador también se indica.

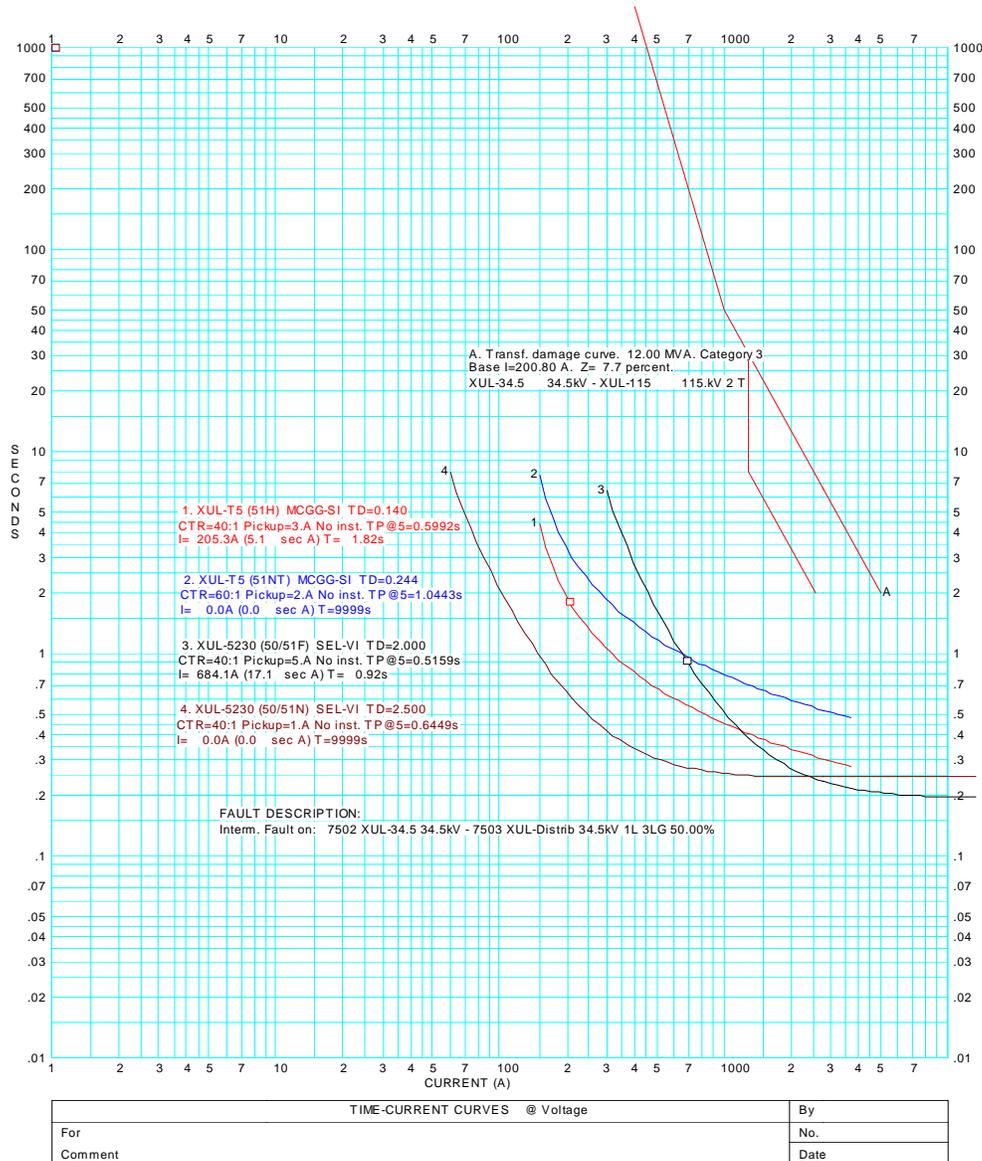


Figura 38. Respuesta de los equipos de protección ante una falla trifásica a una distancia aproximada del 50% de la longitud total del circuito a partir de la subestación con un transformador de unidad desconectado.



Ahora, en la figura 38 se muestra gráficamente el comportamiento de la respuesta de los equipos de protección ante las fallas que se quieran simular. Esta es la coordinación correspondiente a una simulación de una falla trifásica a una distancia aproximada del 50% de la longitud total del circuito a partir de la subestación (con un transformador de unidad desconectado). En esta gráfica se aprecian las características de los dispositivos de protección y sus valores/tiempo de operación. La curva de daño del transformador también se indica.

APÉNDICE A. Características eléctricas de conductores desnudos.

CLAVE	NOMBRE	DIÁMETRO	RMG	R	XL	XC
1	ACSR 2 6/1	0.316	0.00418	1.690	0.592	0.1285
2	ACSR 1 6/1	0.355	0.00418	1.380	0.580	0.1250
3	ACSR 1/0 6/1	0.398	0.00446	1.120	0.568	0.1216
4	ACSR 2/0 6/1	0.447	0.00510	0.895	0.554	0.1182
5	ACSR 3/0 6/1	0.502	0.00600	0.723	0.540	0.1147
6	ACSR 4/0 6/1	0.563	0.00814	0.592	0.524	0.1113
7	ACSR 266.8 6/1	0.633	0.00684	0.552	0.466	0.1079
8	ACSR 266.8 26/7	0.642	0.02170	0.385	0.465	0.1074
9	ACSR 300.0 26/7	0.680	0.02300	0.342	0.458	0.1057
10	ACSR 300.0 30/7	0.700	0.02410	0.342	0.452	0.1049
11	ACSR 336.4 26/7	0.721	0.02440	0.306	0.451	0.1039
12	ACSR 336.4 30/7	0.741	0.02550	0.306	0.445	0.1032
13	ACSR 397.5 26/7	0.783	0.02650	0.259	0.441	0.1015
14	ACSR 397.5 30/7	0.806	0.02780	0.259	0.435	0.1006
15	ACSR 477.0 26/7	0.858	0.02900	0.216	0.430	0.0988
16	ACSR 477.0 30/7	0.883	0.03040	0.216	0.424	0.0980
17	ACSR 500.0 30/7	0.904	0.03110	0.206	0.421	0.0973
18	ACSR 556.5 26/7	0.927	0.03130	0.186	0.420	0.0965
19	ACSR 556.5 30/7	0.953	0.03280	0.186	0.415	0.0957
20	ACSR 605.0 26/7	0.966	0.03270	0.172	0.415	0.0953
21	ACSR 605.0 54/7	0.953	0.03210	0.177	0.417	0.0957
22	ACSR 636.0 26/7	0.990	0.03350	0.162	0.412	0.0946
23	ACSR 636.0 30/7	1.019	0.03510	0.162	0.406	0.0937
24	ACSR 636.0 54/7	0.977	0.03290	0.169	0.414	0.095
25	ACSR 666.6 54/7	1.000	0.03370	0.160	0.412	0.0943
26	ACSR 715.5 30/7	1.081	0.03720	0.144	0.399	0.092
27	ACSR 715.5 26/7	1.051	0.03550	0.144	0.405	0.0928
28	ACSR 715.5 54/7	1.036	0.03490	0.148	0.407	0.0932
29	ACSR 795.0 30/7	1.140	0.03930	0.129	0.393	0.0904
30	ACSR 795.0 26/7	1.108	0.03750	0.129	0.399	0.0912
31	ACSR 795.0 54/7	1.093	0.03680	0.138	0.401	0.0917
32	ACSR 874.5 54/7	1.146	0.03860	0.123	0.395	0.0903
33	ACSR 900.0 54/7	1.162	0.03910	0.118	0.393	0.0898
34	ACSR 954.0	1.196	0.04030	0.113	0.390	0.089
35	ACSR 1033.0 54/7	1.246	0.04200	0.103	0.385	0.0878
36	ACSR 1113.0 45/7	1.259	0.04150	0.094	0.386	0.0874
37	ACSR 1113.0 54/7	1.293	0.04360	0.094	0.380	0.0866
38	ACSR 1272.0 45/7	1.345	0.04440	0.083	0.378	0.0855
39	ACSR 1272.0 54/19	1.382	0.04660	0.082	0.372	0.0847
40	ACSR 1431.0 45/7	1.427	0.04700	0.075	0.371	0.0837
41	ACSR 1431.0 54/19	1.465	0.04940	0.073	0.365	0.0829
42	ACSR 1590.0 45/7	1.502	0.04980	0.068	0.364	0.0822
43	ACSR 1590.0 54/19	1.545	0.05230	0.067	0.358	0.0814
44	ACSR 2156.0 84/19	1.762	0.05860	0.051	0.344	0.0776
45	AAC 1/0 7	0.368	0.01110	0.973	0.546	0.1216
46	AAC 2/0 7	0.414	0.01250	0.772	0.532	0.1182
47	AAC 3/0 7	0.464	0.01400	0.613	0.518	0.1147
48	AAC 4/0 7	0.522	0.01580	0.486	0.503	0.1113
49	AAC 266.8 7	0.586	0.0177	0.386	0.489	0.1079
50	AAC 300.0 19	0.629	0.0199	0.343	0.476	0.1057

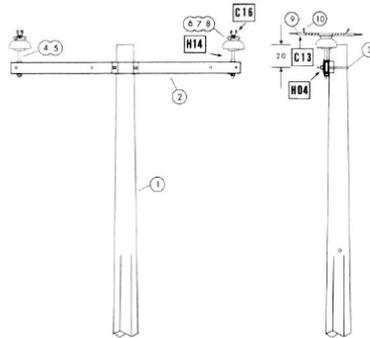


CLAVE	NOMBRE	DIÁMETRO	RMG	R	XL	XC
51	AAC 336.4 19	0.666	0.021	0.306	0.469	0.1039
52	AAC 397.5 19	0.723	0.023	0.259	0.458	0.1015
53	AAC 477.0 19	0.792	0.0249	0.217	0.448	0.0988
54	AAC 500.0 19	0.811	0.0256	0.207	0.445	0.0973
55	AAC 556.5 19	0.856	0.0271	0.186	0.438	0.0965
56	AAC 636.0 37	0.918	0.0294	0.164	0.428	0.0937
57	AAC 715.5 37	0.974	0.0311	0.146	0.421	0.092
58	AAC 750.0 37	0.997	0.0319	0.139	0.418	0.0912
59	AAC 795.0 37	1.026	0.0327	0.143	0.415	0.0904
60	AAC 874.5 37	1.076	0.0344	0.12	0.409	0.0903
61	AAC 954.0 37	1.124	0.0358	0.11	0.404	0.089
62	AAC 1033.5 37	1.17	0.0373	0.1024	0.399	0.0878
63	AAC 1113.0 61	1.216	0.0392	0.0956	0.393	0.0867
64	CU 2 7	0.292	0.00883	0.964	0.574	0.1308
65	CU 1 7	0.328	0.0099	0.765	0.560	0.1274
66	CU 1/0 7	0.368	0.0111	0.607	0.546	0.124
67	CU 2/0 7	0.414	0.0125	0.481	0.532	0.1205
68	CU 3/0 7	0.464	0.0140	0.382	0.518	0.1171
69	CU 3/0 19	0.492	0.0156	0.382	0.505	0.1153
70	CU 4/0 7	0.522	0.0158	0.303	0.503	0.1136
71	CU 4/0 19	0.528	0.0167	0.303	0.497	0.1132
72	CU 250.0 19	0.574	0.0181	0.257	0.487	0.1108
73	CU 500.0 19	0.811	0.0256	0.1303	0.445	0.1005
74	CU 500.0 37	0.814	0.026	0.1303	0.443	0.1004
75	CU 750.0 37	0.997	0.0319	0.0888	0.417	0.0943
76	CU 1000.0 37	1.151	0.0368	0.0685	0.4	0.0901

DIAM. EN PULGADAS; RMG EN PIES; R EN OHMS/MILLA; XL EN OHMS/MILLA; XC EN OHMS/MILLA

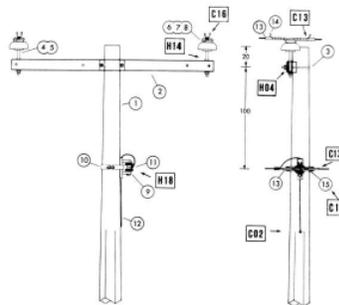
APÉNDICE B. Tipos de estructuras más usados en un circuito de distribución.
(Acotación en cm).

TS20



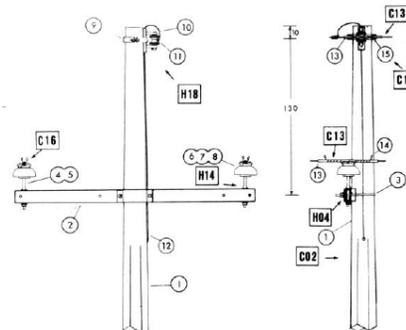
Esta estructura se utiliza en sistemas tipo "b" para alimentar Transformadores monofasicos

TS2N



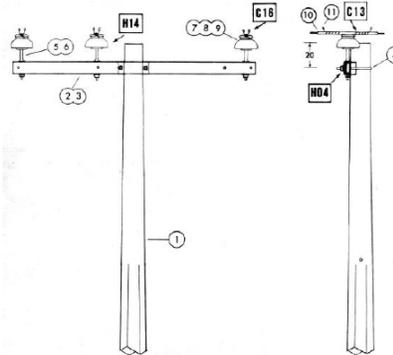
Esta estructura se utilizara en el área rural en regiones con baja Incidencia de descargas atmosféricas y predominio de servicios Monofásicos. En área urbana se utilizara donde no exista línea secundaria.

TS2G



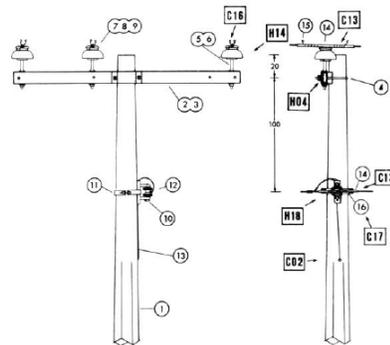
Esta estructura se utilizara en aéreas rurales con alta incidencia de descarga atmosférica y predominio de servicios monofásicos.

TS30



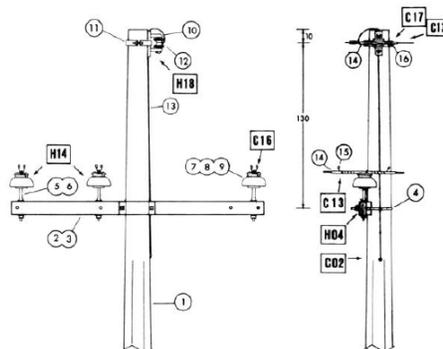
Esta estructura se utiliza en aéreas urbanas y rurales en sistemas tipo "b"
En aéreas rurales la fase central se deberá instalar alternadamente (a uno y otro lado del poste) en cada estructura.

TS3N



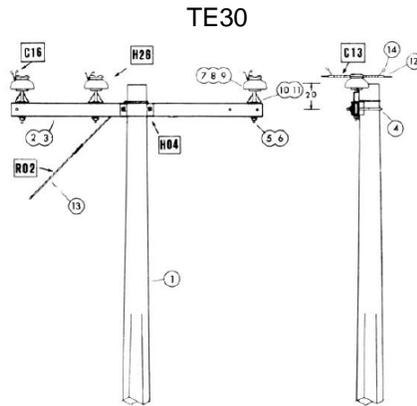
Se utiliza en áreas rurales con baja incidencia de descargas atmosféricas y en áreas urbanas para líneas de media tensión sin red de baja tensión. En áreas rurales la fase central deberá instalarse alternadamente (a uno y otro lado del poste) en cada estructura.

TS3G

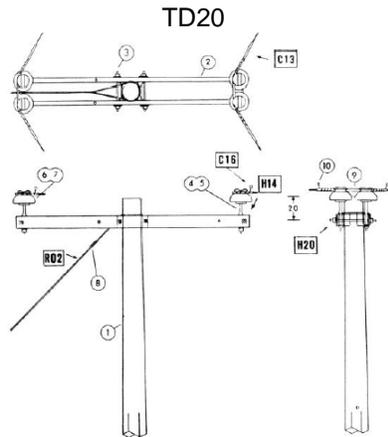


Esta estructura se utilizara en aéreas rurales con alta incidencia de descargas atmosféricas tanto en sistemas "a" como excepcionales en sistemas "b". En el sistema "a" utilice el neutro corrido para

llevarlo como hilo de guarda. La fase central debe instalarse alternadamente (a uno y otro lado del poste) en cada estructura.



Esta estructura sustituye a la TD sin refuerzo para el alfiler. Sus características mecánicas para 13 y 23 kv se muestran en la norma 05 to 10.



Esta estructura se puede sustituir por la TD20.

APÉNDICE C. Esquemas de protección más usados en subestaciones.

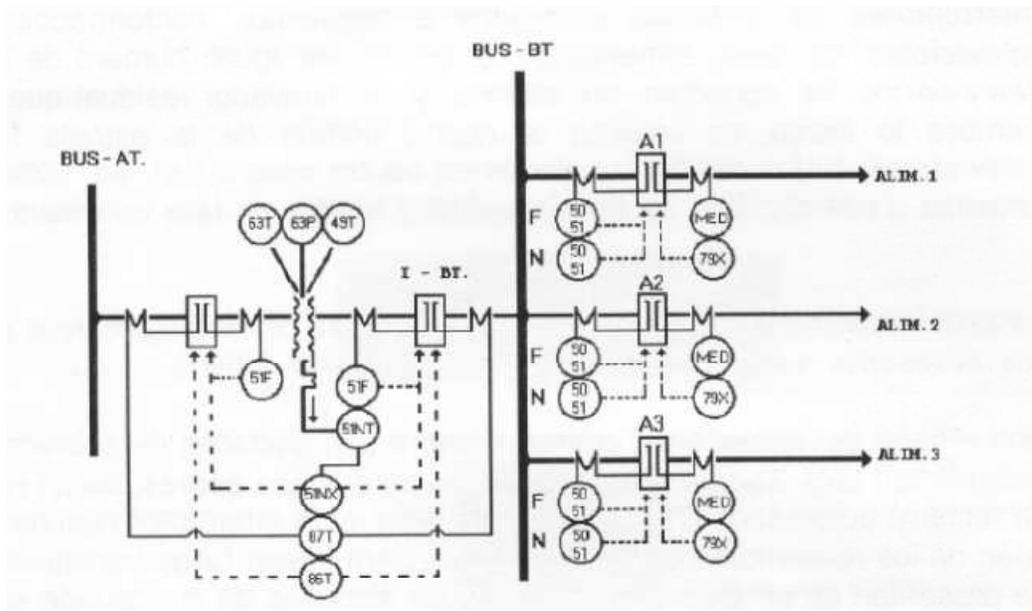


Figura C1. Esquemas de protección para una subestación de distribución con un transformador de potencia mayor de 10 MVA e interruptores de circuito.

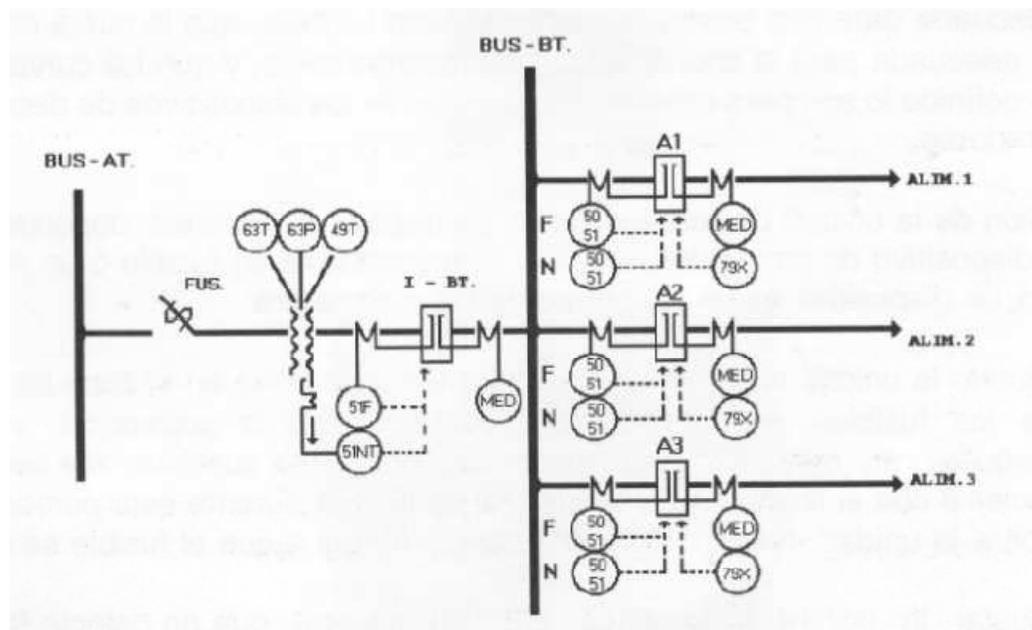


Figura C2. Esquemas de protección para una subestación de distribución con un transformador de potencia menor de 10 MVA e interruptores de circuito.

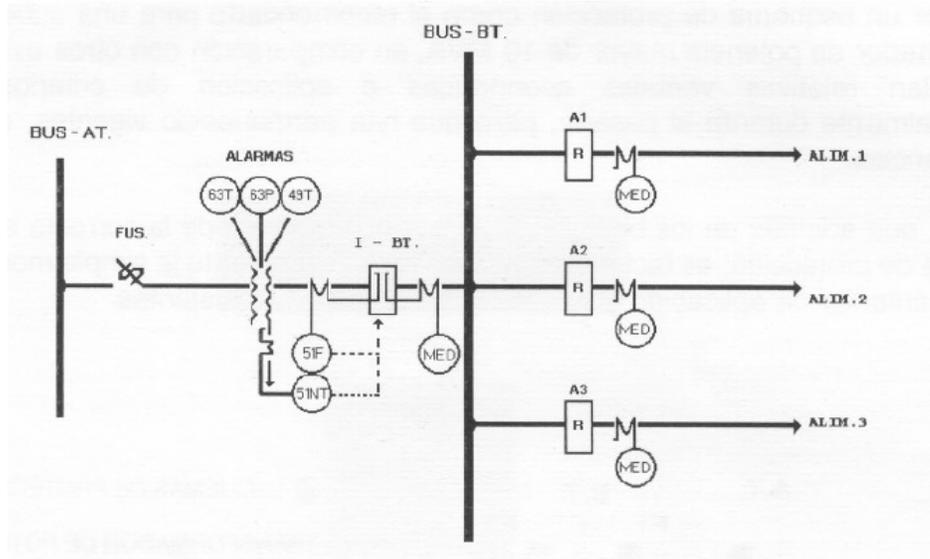


Figura C3. Esquemas de protección para una subestación de distribución con un transformador de potencia menor de 10 MVA y restauradores de circuito.

APÉNDICE D. Categoría de los transformadores.

Tabla D1. Características y categorías de los transformadores de unidad.

CATEGORÍA	CAPACIDAD MÍNIMA EN KVA	
	MONOFASICO	TRIFASICO
I	5 - 500	15 - 500
II	501 - 1667	501 - 5000
III	1667 - 10000	5001 - 30000
IV	> 10000	> 30000



Figura D1. Transformadores de categoría I.

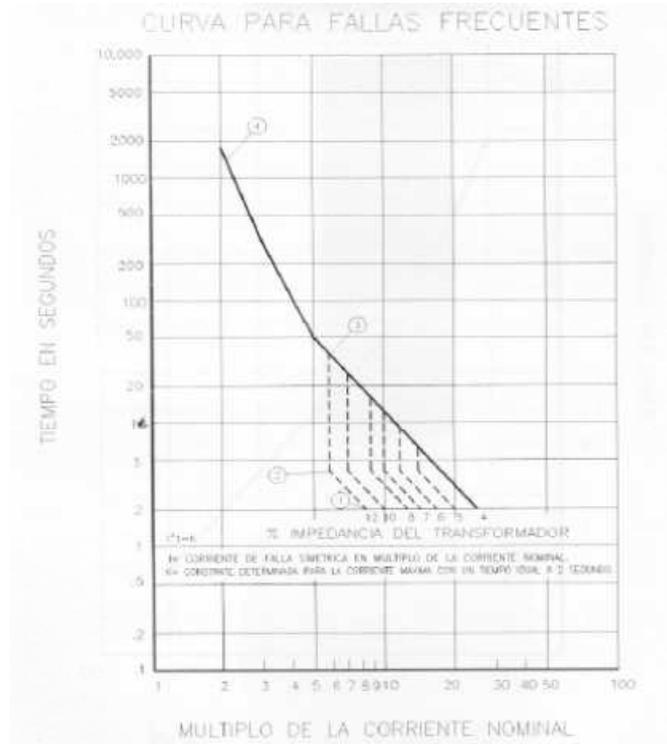


Figura D2. Transformadores de categoría II.

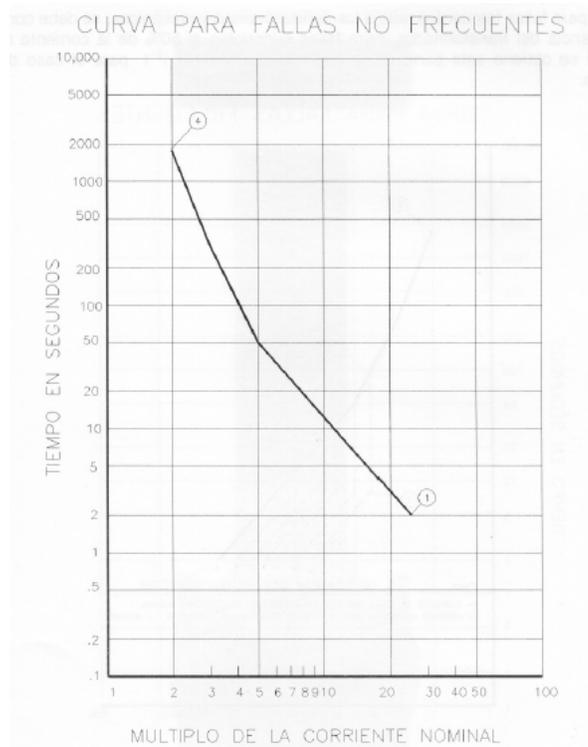


Figura D3. Transformadores de categoría II.

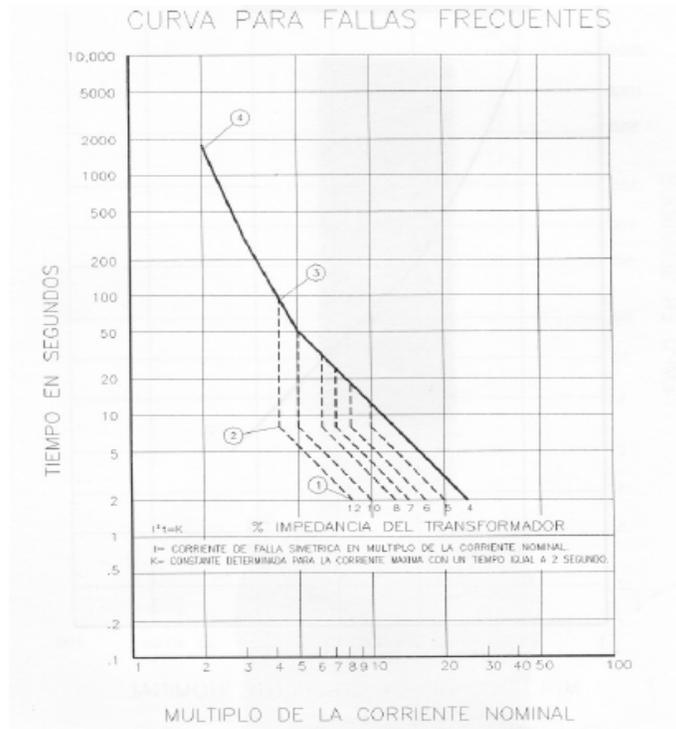


Figura D4. Transformadores de categoría III.

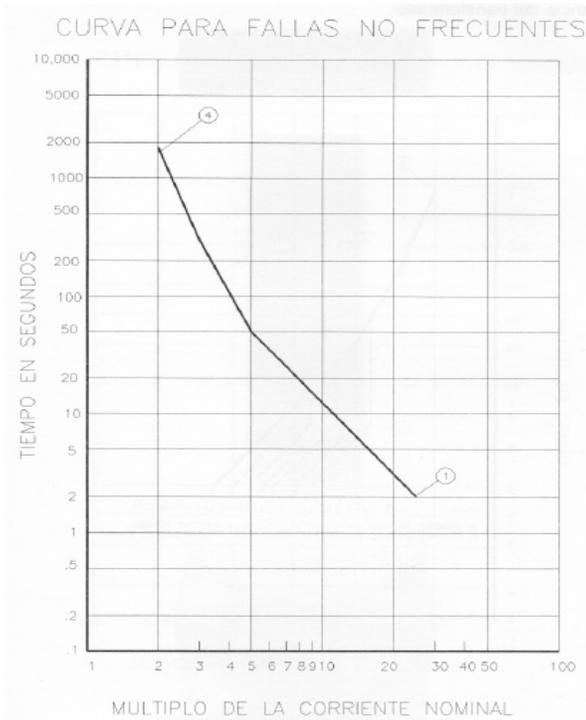
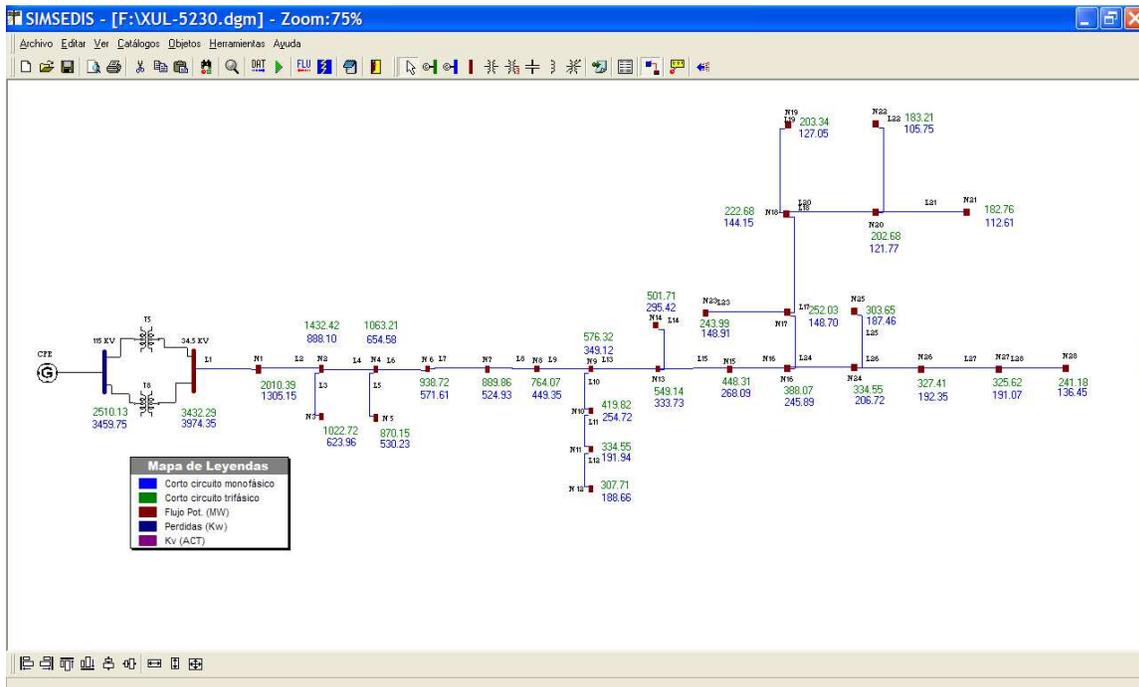


Figura D5. Transformadores de categoría III.

APÉNDICE E. Cálculo de corrientes de corto circuito obtenidas en programa de computadora SISIEDIS.





APÉNDICE F. Tablas empleadas para el cálculo del RMG de las estructuras más comunes de un sistema de distribución aéreo.

54. 3 Characteristics of Aerial Lines Chapter 3

TABLE 6—INDUCTIVE REACTANCE SPACING FACTOR (x_d) OHMS PER CONDUCTOR PER MILE

25 CYCLES																
SEPARATION																
INCHES																
Feet	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11				
0	-	0.1256	0.0906	0.0701	0.0555	0.0443	0.0350	0.0273	0.0205	0.0145	0.0092	0.0044				
1	0	0.0040	0.0078	0.0113	0.0145	0.0178	0.0205	0.0232	0.0258	0.0283	0.0306	0.0329				
2	0.0350	0.0371	0.0391	0.0410	0.0428	0.0446	0.0463	0.0480	0.0496	0.0511	0.0527	0.0541				
3	0.0555	0.0569	0.0583	0.0596	0.0609	0.0621	0.0633	0.0645	0.0657	0.0668	0.0679	0.0690				
4	0.0701	0.0711	0.0722	0.0732	0.0741	0.0751	0.0760	0.0770	0.0779	0.0788	0.0797	0.0805				
5	0.0814	0.0822	0.0830	0.0838	0.0846	0.0854	0.0862	0.0869	0.0877	0.0884	0.0892	0.0899				
6	0.0906	0.0913	0.0920	0.0927	0.0933	0.0940	0.0946	0.0953	0.0959	0.0965	0.0972	0.0978				
7	0.0984	0.0990	0.0996	0.1002	0.1007	0.1013	0.1019	0.1024	0.1030	0.1035	0.1041	0.1046				
8	0.1051															
9	0.1111															
10	0.1164															
11	0.1212															
12	0.1256															
13	0.1297															
14	0.1334															
15	0.1369															
16	0.1402															
17	0.1432															
18	0.1461	0	-0.2513	-0.1812	-0.1402	-0.1111	-0.0885	-0.0701	-0.0545	-0.0410	-0.0291	-0.0184	-0.0088			
19	0.1489	0	0.0081	0.0156	0.0226	0.0291	0.0352	0.0410	0.0465	0.0517	0.0566	0.0613	0.0658			
20	0.1515	2	0.0701	0.0742	0.0782	0.0820	0.0857	0.0892	0.0927	0.0960	0.0992	0.1023	0.1053	0.1082		
21	0.1539	3	0.1111	0.1139	0.1166	0.1192	0.1217	0.1242	0.1267	0.1291	0.1314	0.1337	0.1359	0.1380		
22	0.1563	4	0.1402	0.1423	0.1443	0.1463	0.1483	0.1502	0.1521	0.1539	0.1558	0.1576	0.1593	0.1610		
23	0.1585	5	0.1627	0.1644	0.1661	0.1677	0.1693	0.1708	0.1724	0.1739	0.1754	0.1769	0.1783	0.1798		
24	0.1607	6	0.1812	0.1826	0.1839	0.1853	0.1866	0.1880	0.1893	0.1906	0.1918	0.1931	0.1943	0.1956		
25	0.1627	7	0.1968	0.1980	0.1991	0.2003	0.2015	0.2026	0.2037	0.2049	0.2060	0.2071	0.2081	0.2092		
26	0.1647	8	0.2103													
27	0.1666	9	0.2222													
28	0.1685	10	0.2328													
29	0.1702	11	0.2424													
30	0.1720	12	0.2513													
31	0.1738	13	0.2594													
32	0.1752	14	0.2669													
33	0.1768	15	0.2738													
34	0.1783	16	0.2804													
35	0.1798	17	0.2865													
36	0.1812	18	0.2923	0	-0.3015	-0.2174	-0.1682	-0.1333	-0.1062	-0.0847	-0.0654	-0.0492	-0.0349	-0.0221	-0.0106	
37	0.1826	19	0.2977	1	0	0.0097	0.0187	0.0271	0.0349	0.0423	0.0492	0.0558	0.0620	0.0679	0.0735	0.0789
38	0.1839	20	0.3029	2	0.0841	0.0891	0.0938	0.0984	0.1028	0.1071	0.1112	0.1152	0.1190	0.1227	0.1264	0.1299
39	0.1852	21	0.3079	3	0.1333	0.1366	0.1399	0.1430	0.1461	0.1491	0.1520	0.1549	0.1577	0.1604	0.1631	0.1657
40	0.1865	22	0.3128	4	0.1682	0.1707	0.1732	0.1756	0.1779	0.1802	0.1825	0.1847	0.1869	0.1891	0.1912	0.1933
41	0.1878	23	0.3170	5	0.1953	0.1973	0.1993	0.2012	0.2031	0.2050	0.2069	0.2087	0.2105	0.2123	0.2140	0.2157
42	0.1890	24	0.3214	6	0.2174	0.2191	0.2207	0.2224	0.2240	0.2256	0.2271	0.2287	0.2302	0.2317	0.2332	0.2347
43	0.1902	25	0.3255	7	0.2361	0.2376	0.2390	0.2404	0.2418	0.2431	0.2445	0.2458	0.2472	0.2485	0.2498	0.2511
44	0.1913	26	0.3294	8	0.2523											
45	0.1925	27	0.3333	9	0.2666											
46	0.1936	28	0.3369	10	0.2794											
47	0.1947	29	0.3405	11	0.2910											
48	0.1957	30	0.3439	12	0.3015											
49	0.1968	31	0.3472	13	0.3112											
		32	0.3504	14	0.3202											
		33	0.3536	15	0.3284											
		34	0.3566	16	0.3364											
		35	0.3595	17	0.3438											
		36	0.3624	18	0.3507											
		37	0.3651	19	0.3573											
		38	0.3678	20	0.3635											
		39	0.3704	21	0.3694											
		40	0.3730	22	0.3751											
		41	0.3755	23	0.3805											
		42	0.3779	24	0.3856											
		43	0.3803	25	0.3906											
		44	0.3826	26	0.3953											
		45	0.3849	27	0.3999											
		46	0.3871	28	0.4043											
		47	0.3893	29	0.4086											
		48	0.3914	30	0.4127											
		49	0.3935	31	0.4167											
		32	0.4205													
		33	0.4243													
		34	0.4279													
		35	0.4314													
		36	0.4348													
		37	0.4382													
		38	0.4414													
		39	0.4445													
		40	0.4476													
		41	0.4506													
		42	0.4535													
		43	0.4564													
		44	0.4592													
		45	0.4619													
		46	0.4646													
		47	0.4672													
		48	0.4697													
		49	0.4722													

x_d at
25 cycles
 $x_d = 0.1184 \log_e d$
 $d = \text{separation, feet.}$

FUNDAMENTAL EQUATIONS
 $x_1 = x_2 = r_a + j(x_a + x_d)$
 $x_o = r_a + r_e + j(x_a + x_e - 2x_d)$

x_d at
50 cycles
 $x_d = 0.2328 \log_e d$
 $d = \text{separation, feet.}$

x_d at
60 cycles
 $x_d = 0.2794 \log_e d$
 $d = \text{separation, feet.}$

TABLE 7—ZERO-SEQUENCE RESISTANCE AND INDUCTIVE REACTANCE FACTORS (r_o, x_o) Ohms per Conductor per Mile

	ρ Meter Ohm	FREQUENCY		
		25 Cycles	50 Cycles	60 Cycles
r_o	All	0.1192	0.2383	0.2860
	1	0.021	1.736	2.050
	5	1.043	1.980	2.343
	10	1.095	2.085	2.469
	50	1.217	2.329	2.762
x_o	100†	1.270	2.434	2.888
	500	1.392	2.679	3.181
	1000	1.444	2.784	3.307
	5000	1.560	3.028	3.600
	10 000	1.619	3.133	3.726

*From Formulae:
 $r_o = 0.004704 / f$
 $x_o = 0.006983 / \log_e 4.665 600 f$
where $f = \text{frequency (meter-ohm)}$
†This is an average value which may be used in the absence of definite information.