

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE CIUDAD MADERO
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN
MAESTRIA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA



TESIS

SIMULACIÓN Y PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN TIPO
RADIAL MEDIANTE ETAP CON Y SIN GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Que para obtener el Grado de
Maestro en Ingeniería Eléctrica

Presenta
Ing. Alfonso de Jesús Merla Ibarra
G11070223

Directora de Tesis
M.C. Rafael Castillo Gutiérrez



SEP

SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA



TECNOLÓGICO NACIONAL DE MÉXICO

Instituto Tecnológico de Ciudad Madero

Cd. Madero, Tams., a **05 de Diciembre de 2018**

OFICIO No.: U2.138/18
ÁREA: DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN
ASUNTO: AUTORIZACIÓN DE IMPRESIÓN DE TESIS.

ING. MERLA IBARRA ALFONSO DE JESÚS
NO. DE CONTROL G11070223
PRESENTE

Me es grato comunicarle que después de la revisión realizada por el Jurado designado para su examen de grado de Maestría en Ingeniería Eléctrica, el cual está integrado por los siguientes catedráticos:

- | | | |
|-------------------------|----------|--------------------------------|
| PRESIDENTE : | M.C. | RAFAEL CASTILLO GUTIÉRREZ |
| SECRETARIO : | DR. | GASTÓN HERNÁNDEZ MARTÍNEZ |
| VOCAL : | M.C. | JOSÉ DE JESÚS DURÓN MENDOZA |
| SUPLENTE : | M.C. | HERMENEGILDO CISNEROS VILLEGAS |
|
DIRECTOR DE TESIS : |
M.C. |
RAFAEL CASTILLO GUTIÉRREZ |

Se acordó autorizar la impresión de su tesis titulada:

“SIMULACIÓN Y PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN TIPO RADIAL MEDIANTE ETAP CON Y SIN GENERACIÓN DISTRIBUIDA”

Es muy satisfactorio para esta División compartir con Usted el logro de esta meta, esperando que continúe con éxito su desarrollo profesional y dedique su experiencia e inteligencia en beneficio de México.

ATENTAMENTE
Excelencia en Educación Tecnológica
"Por mi patria y por mi bien"

DR. JOSÉ AARÓN MELO BANDA
JEFE DE LA DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN

SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA
TECNOLÓGICO NACIONAL DE MÉXICO
INSTITUTO TECNOLÓGICO DE CIUDAD MADERO
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN

c.c.p.- Archivo
Minuta

JAMB / RCG / mdcoa*



Av. 1º de Mayo y Sor Juana I. de la Cruz Col. Lõs Mangos, Cd. Madero, Tam.
Tel. 01 (833) 357 48 20, e-mail: dir01_cdmadero@tecnm.mx
www.tecnm.mx | www.cdmadero.tecnm.mx

DEDICATORIA

El siguiente trabajo de tesis se lo dedico:

A mi madre Lourdes Guadalupe Ibarra Ayala, a mi padrastro Ángel Augusto García Rodríguez, por el apoyo y cariño que me ofrecieron durante mi formación profesional.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mi dios padre por haberme brindado salud y dejarme vivir y concluir este logro tan importante en mi vida. Agradezco a mi familia por haberme dado este apoyo necesario para realizar mi formación profesional.

Quiero agradecer también al Instituto Tecnológico de Cd. Madero División de Estudios de Posgrado e Investigación (ITCM – DEPI), por haber sido mi casa de estudios, así como todos los maestros de esta institución por brindarme una buena formación profesional.

Doy por ultimo mi especial gratitud a las siguientes personas por haberme dado su apoyo y tutoría durante mi estancia en la Maestría en Ingeniería Eléctrica.

M.C. Rafael Castillo Gutiérrez.

Dr. Gastón Hernández Martínez.

SIMULACIÓN Y PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCION TIPO RADIAL CON Y SIN GENERACIÓN DISTRIBUIDA MEDIANTE ETAP.

Resumen.

En el presente trabajo, se elabora y analiza un sistema eléctrico de distribución tipo radial mediante el software ETAP 12.6.0, el alimentador que se analizó y elaboro es perteneciente a CFE llamado TZE-5390 Xilitla, una red con configuración tipo radial, ubicada cerca de Tamazunchale, S.L.P, este alimentador tiene una relación de transformación de 115/34.5 Kv, la parte que se analizó fue todo el alimentador, ramales y subramales de 34.5 Kv, que es donde se encuentran los transformadores de distribución, líneas de distribución, cargas residenciales y rurales.

En el capítulo 1 se presenta una reseña breve de los puntos y objetivos principales que se consideraran durante el análisis y elaboración del alimentador TZE-5390 Xilitla mediante ETAP 12.6.0, así como los estudios que se realizaron como, análisis de cortocircuito, coordinación de protecciones eléctricas, flujos de potencia, todos estos con y sin generación distribuida (GD).

En el capítulo 2 se presenta toda la teoría relacionada con las energías renovables, tipos de GD, análisis de cortocircuito, impactos de la GD en los sistemas tipo radiales, filosofías de coordinación de protecciones en redes de distribución.

En el capítulo 3 se elaboró el alimentador TZE-5390 Xilitla mediante ETAP 12.6.0, empleando el diagrama unifilar real de la red colocando todos los datos pertenecientes a la subestación de potencia, líneas de distribución, transformadores de distribución y cargas.

En el capítulo 4 se realizaron los ajustes necesarios para ajustar y coordinar las protecciones en todo el sistema de distribución tipo radial, sin penetración de GD. Y en el capítulo 5 se realizó la penetración de GD en el sistema eléctrico de distribución tipo radial y se analizó el impacto que tiene la GD en las protecciones eléctricas, niveles de tensión, flujos de potencia, corrientes de cortocircuito.

SIMULATION AND PROTECTION OF ELECTRICAL SYSTEMS OF RADIAL TYPE DISTRIBUTION WITH AND WITHOUT GENERATION DISTRIBUTED BY ETAP.

Summary

In the present work, an electrical system of radial type distribution is elaborated and analyzed by the software ETAP 12.6.0, the feeder that was analyzed and elaborated is belonging to CFE called TZE-5390 Xilitla, a network with radial type configuration, located near of Tamazunchale, SLP, this feeder has a transformation ratio of 115 / 34.5 Kv, the part that was analyzed was all the feeder, branches and sub-sections of 34.5 Kv, which is where the distribution transformers, distribution lines, loads are located residential and rural.

Chapter 1 presents a brief review of the main points and objectives that will be considered during the analysis and development of the Xilitla TZE-5390 feeder using ETAP 12.6.0, as well as the studies that were carried out such as short circuit analysis, coordination of electrical protections, power flows, all these with and without distributed generation (DG).

In chapter 2 the whole theory related to renewable energies, DG types, short circuit analysis, DG impacts in radial type systems, protection coordination philosophies in distribution networks is presented.

In Chapter 3 the TZE-5390 Xilitla feeder was elaborated by means of ETAP 12.6.0, using the real single line diagram of the network placing all the data pertaining to the power substation, distribution lines, distribution transformers and loads.

In Chapter 4 the necessary adjustments were made to adjust and coordinate the protections in the entire radial type distribution system, without GD penetration. And in chapter 5 the penetration of GD into the electric system of radial type distribution was carried out and the impact that the GD has on electrical protections, voltage levels, power flows, short circuit currents was analyzed.

Indice

Página

Agradecimientos y dedicatoria	I
Resumen	II
Índice	IV
Índice de figuras	VIII
Índice de tablas	XII

Capítulo 1 PROTOCOLO METODOLÓGICO

1.1	INTRODUCCIÓN.....	1
	1.1.1 Generación distribuida.....	1
1.2	ANTECEDENTES.....	3
1.3	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	4
	1.3.1 Efecto isla.....	5
1.4	HIPOTESIS.....	6
1.5	OBJETIVOS.....	6
1.6	JUSTIFICACION.....	6
1.7	ALCANCES Y LIMITES.....	8

Capítulo 2 MARCO TEÓRICO

2.1	TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA.....	9
	2.1.1 Generación distribuida renovable.....	9
	2.1.2 Generadores eólicos.....	10
	2.1.3 Generadores fotovoltaicos.....	11
	2.1.4 Generadores hidráulicos.....	12
	2.1.5 Biomasa.....	14
2.2	CONDICIONES DE OPERACIÓN DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA.....	15
	2.2.1 Ventajas de la generación distribuida.....	16
2.3	IMPACTOS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN UN SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN.....	17
	2.3.1 Efecto en las pérdidas del sistema.....	17
	2.3.2 Efecto en el flujo de carga	17
	2.3.3 Efecto sobre las corrientes de falla y equipos de protecciones.....	18
	2.3.4 Efectos sobre la calidad de la energía.....	18
	2.3.5 Efecto sobre la confiabilidad de un sistema eléctrico.....	18
2.4	SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN TIPO RADIALES.....	19
	2.4.1 Sistema eléctrico de distribución tipo radial con alternativa de alimentación.....	19

2.4.2 Sistema eléctrico de distribución tipo radial con generación distribuida.....	20
2.5 ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN.....	22
2.5.1 Fuentes que aportan corrientes de cortocircuito.....	23
2.5.2 Generadores.....	24
2.5.3 Motores síncronos.....	24
2.5.4 Motores de inducción.....	25
2.5.5 Alimentadores (compañía de suministro eléctrico).....	26
2.5.6 Reactancias de las maquinas rotatorias.....	26
2.6 VALORES EN POR UNIDAD (Vpu).....	27
2.6.1 Cambio de valores en por unidad a nuevos valores en por unidad.....	28
2.6.2 Ventajas de usar valores en por unidad.....	28
2.7 MÉTODOS DE ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO.....	29
2.7.1 Método del equivalente de Thévenin.....	30
2.7.2 Método de los MVA.....	32
2.7.3 Método de las componentes simétricas.....	33
2.7.4 Método de la matriz de impedancias de barra (Zbus y Ybus).....	34
2.8 FILOSOFÍA DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN.....	35
2.8.1 Simplicidad.....	36
2.8.2 Selectividad.....	36
2.8.3 Economía.....	36
2.8.4 Confiabilidad.....	37
2.8.5 Velocidad.....	37
2.8.6 Protección de sobrecorriente (50/51).....	38
2.8.7 Políticas para la filosofía de protecciones apegadas a CFE.....	39
2.8.8 Protección de alimentadores de 13.8 KV.....	40
2.8.9 Protección por cortacircuitos fusible en alimentadores de 13.8 KV.....	40
2.8.10 Operación de los cortacircuitos fusible.....	43
2.8.11 Características de operación de los cortacircuitos fusible.....	44
2.8.12 Valores nominales de cortacircuitos fusibles.....	46
2.8.13 Criterios de aplicación para coordinación de fusible-fusible.....	47
2.8.14 Coordinación fusible-fusible usando curvas tiempo-corriente.....	48
2.8.15 Otros dispositivos de protección en los sistemas de distribución.....	51
2.8.16 Restauradores.....	51
2.8.17 Seccionalizadores automáticos.....	53
2.9 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.....	54
2.9.1 Alimentadores primarios.....	55
2.9.2 Ajustes de unidades de tiempo de sobrecorriente para alimentadores..	56
2.9.3 Ajustes de unidades instantáneas de sobrecorriente para alimentadores.....	57
2.9.4 Criterio de coordinación relevador-fusible.....	57
2.9.5 Ajustes de relevadores 50F/51F.....	59
2.9.6 Ajustes de relevadores 50N/51N.....	59
2.9.7 Ecuación característica para el relé 50/51 DFP 100 GE Multilin.....	60
2.9.8 Cálculo y ajustes para las protecciones para alimentadores.....	60

2.9.8.1 Protección de sobrecorriente en alimentadores.....	61
2.9.8.2 Protección de sobrecorriente instantánea de fases (50F) en alimentadores.....	61
2.9.8.3 Protección de sobrecorriente instantánea al neutro (50N) en alimentadores.....	62
2.9.9 Protección de sobrecorriente con retardo de tiempo en alimentadores.....	62
2.9.9.1 Protección de sobrecorriente con retardo de tiempo de fases (51F) en alimentadores.....	62
2.9.9.2 Protección de sobrecorriente con retardo de tiempo al neutro (51N) en alimentadores.....	63

Capítulo 3 ANÁLISIS Y SIMULACIÓN DE CORTOCIRCUITO EN ALIMENTADOR TZE-5390 XILITLA MEDIANTE ETAP SIN GD

3.1 ALIMENTADOR DE DISTRIBUCIÓN REAL TIPO RADIAL TZE-5390 XILITLA.....	64
3.2 CALCULO DE VALORES EN PU DEL ALIMENTADOR TZE-5390 XILITLA.....	69
3.2.1 Calculo de valores en por unidad de líneas de distribución.....	70
3.2.2 Calculo de valores en por unidad de los transformadores de distribución.....	71
3.2.3 Calculo de valores en por unidad de las cargas.....	73
3.3 ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO DE FALLAS TRIFÁSICAS EN ALIMENTADOR TZE-5390 XILITLA POR EL MÉTODO DE THÉVENIN SIN GD.....	74
3.4 ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO DE FALLAS DE LÍNEA A TIERRA EN ALIMENTADOR TZE-5390 XILITLA POR EL MÉTODO DE THÉVENIN SIN GD.....	80
3.5 ELABORACIÓN DEL ALIMENTADOR TZE-5390 XILITLA MEDIANTE ETAP.....	86
3.5.1 Colocación del alimentador TZE-5390 con sus respectivos datos mediante ETAP.....	86
3.5.2 Colocación de un nodo o bus mediante ETAP.....	87
3.5.3 Colocación de línea de distribución con sus respectivos datos mediante ETAP.....	88
3.5.4 Colocación de transformador de distribución con sus respectivos datos mediante ETAP.....	91
3.5.5 Colocación de carga con sus respectivos datos mediante ETAP.....	93
3.6 CONCLUSIONES.....	94

Capítulo 4 SIMULACIÓN Y PROTECCIÓN DEL ALIMENTADOR TZE-5390 SIN GD MEDIANTE ETAP

4.1 INTRODUCCIÓN.....	98
4.2 CALCULO Y AJUSTE DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE EN ALIMENTADOR TZE-5390 XILITLA.....	99
4.2.1 Protección de sobrecorriente instantánea de fases (50F) en	

alimentador TZE-5390 Xilitla.....	99
4.2.2 Protección de sobrecorriente instantánea al neutro (50N) en alimentador TZE-5390 Xilitla.....	100
4.2.3 Protección de sobrecorriente con retardo de tiempo de fases (51F) en alimentador TZE-5390 Xilitla.....	100
4.2.4 Protección de sobrecorriente con retardo de tiempo al neutro (51N) en alimentador TZE-5390 Xilitla	101
4.3 PROTECCIÓN DE CORTACIRCUITOS FUSIBLE DE DISTRIBUCIÓN PARA ALIMENTADOR TZE-5390 XILITLA.....	101
4.3.1 Selección de cortacircuitos fusible de distribución para los ramales y subramales del alimentador TZE-5390 Xilitla.....	102
4.4 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN ALIMENTADOR TZE-5390 XILITLA MEDIANTE ETAP.....	104
4.4.1 Coordinación de relevador – fusible en alimentador TZE-5390 Xilitla.....	104
4.4.2 Coordinación de fusible – fusible en alimentador TZE-5390 Xilitla...	109
4.5 IMPLEMENTACIÓN DE RESTAURADOR AUTOMÁTICO EN NODO 18 PARA ALIVIAR FALLAS TRANSITORIAS AGUAS ABAJO DEL ALIMENTADOR TZE-5390 XILITLA.....	123
4.5.1 Coordinación de protecciones eléctricas de relevador de sobrecorriente, restaurador automático y fusibles, con fallas de cortocircuito aguas abajo del nodo 18.....	125
4.6 CONCLUSIONES.....	129

Capítulo 5 SIMULACIÓN Y PROTECCIÓN DEL ALIMENTADOR TZE-5390 CON GD MEDIANTE ETAP

5.1 INTRODUCCIÓN.....	131
5.2 COLOCACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN ALIMENTADOR TZE-5390 XILITLA.....	132
5.3 IMPACTO DE LA GD EN LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN ALIMENTADOR TZE-5390 XILITLA.....	138
5.3.1 Coordinación de fusible 14 y relevador de sobrecorriente GE Multilin DFP en alimentador TZE-5390 Xilitla.....	141
5.3.2 Impacto en la coordinación de protecciones al ocurrir una falla trifásica en el nodo 17 y 15 en alimentador TZE-5390 Xilitla.....	143
5.3.3 Impacto en la coordinación de protecciones al ocurrir una falla trifásica en los nodos aguas abajo del restaurador en alimentador TZE-5390 Xilitla.....	146
5.4 FLUJOS DE POTENCIA EN ALIMENTADOR TZE-5390 XILITLA CON Y SIN GD.....	151
5.5 CONCLUSIONES.....	153
BIBLIOGRAFÍA.....	158

Índice de Figuras

	<i>Página</i>
Figura 1.1 Representación del efecto isla.....	5
Figura 2.1 Diagrama esquemático de la generación eólica.....	10
Figura 2.2 Diagrama esquemático de generación fotovoltaica.....	12
Figura 2.3 Diagrama esquemático de micro central hidráulica.....	13
Figura 2.4 Diagrama esquemático de una central de biomasa.....	15
Figura 2.5 Sistema eléctrico de distribución tipo radial.....	19
Figura 2.6 Sistema eléctrico de distribución tipo radial con alternativa de alimentación.....	20
Figura 2.7 Sistema eléctrico de distribución tipo radial con alternativa de alimentación y generación distribuida.....	21
Figura 2.8 Sistema eléctrico de distribución tipo radial con generación distribuida.....	21
Figura 2.9 Los 4 tipos de fuentes que aportan corrientes de cortocircuito.....	24
Figura 2.10 Circuito de Thévenin.....	30
Figura 2.11 Cortacircuitos fusible tipo intemperie (usado en redes de distribución).....	41
Figura 2.12 Características de operación MMT y MCT para un fusible (curva t-I)..	45
Figura 2.13 Criterio de coordinación de fusible-fusible.....	48
Figura 2.14 Coordinación de fusible-fusible.....	49
Figura 2.15 Curvas tiempo corriente de la coordinación de la figura 2.14.....	50
Figura 2.16 Restaurador automático para sistemas de distribución.....	52
Figura 2.17 Seccionizador electrónico para sistemas de distribución.....	54
Figura 2.18 Esquema de protección de alimentador primario.....	56
Figura 2.19 Alimentador primario con falla.....	58
Figura 2.20 Coordinación relevador-fusible con operación selectiva de la unidad instantánea.....	58
Figura 2.21 Coordinación relevador-fusible.....	59
Figura 3.1 Diagrama unifilar original del alimentador TZE-5390 Xilitla.....	65
Figura 3.2 Diagrama unifilar del alimentador TZE-5390 Xilitla.....	66
Figura 3.3 Diagrama de impedancias de secuencia (+) del alimentador TZE-5390 Xilitla.....	75
Figura 3.4 Reducción del diagrama de secuencia (+) y equivalente de Thévenin en el nodo de falla 1.....	76
Figura 3.5 Diagrama de impedancias de secuencia (0) del alimentador TZE-5390 Xilitla.....	80
Figura 3.6 Reducción del diagrama de secuencia (0) y equivalente de Thévenin en el nodo de falla 1.....	81
Figura 3.7 Diagrama de secuencias (+,-,0) para la falla de línea a tierra en el nodo 1.....	82
Figura 3.8 Selección y colocación del alimentador TZE-5390 con sus respectivos	

datos en ETAP.....	87
Figura 3.9 Colocación del bus o nodo principal y unión a la compañía suministradora de energía en ETAP.....	88
Figura 3.10 Colocación de datos de la línea de distribución 1 en ETAP.....	89
Figura 3.11 Colocación de datos de la línea de distribución 1 en ETAP (disposición de fases en el espacio e impedancias).....	90
Figura 3.12 Colocación de datos de transformador de distribución 1 en ETAP.....	92
Figura 3.13 Colocación de datos de la carga 1 en ETAP.....	93
Figura 3.14 Alimentador TZE-5390 Xilitla en ETAP.....	94
Figura 3.15 Alimentador TZE-5390 Xilitla con corrientes de cortocircuito trifásicas en cada nodo	95
Figura 3.16 Alimentador TZE-5390 Xilitla con corrientes de cortocircuito de línea a tierra en cada nodo.....	95
Figura 4.1 Datos del relé de sobrecorriente 50F/51F Y 50N/51N GE Multilin DFP 100 mediante ETAP.....	105
Figura 4.2 Colocación del relé de sobrecorriente en alimentador TZE-5390 Xilitla con su respectivo transformador de corriente e interruptor de potencia.....	106
Figura 4.3 Falla trifásica en el nodo 8 y secuencia de operación del fusible 1 y relé de sobrecorriente.....	106
Figura 4.4 Falla monofásica a tierra en el nodo 8 y secuencia de operación del fusible 1 y relé de sobrecorriente.....	107
Figura 4.5 Curvas tiempo corriente de relevador de sobrecorriente 50F/51F y fusible 1, con margen de coordinación de 0.31s entre curva MCT y curva 51F.....	109
Figura 4.6 Falla trifásica en el nodo 15 y secuencia de operación del fusible 2 y relé de sobrecorriente.....	110
Figura 4.7 Falla monofásica a tierra en el nodo 15 y secuencia de operación del fusible 2 y relé de sobrecorriente.....	111
Figura 4.8 Curvas tiempo corriente de relevador de sobrecorriente 50F/51F y fusible 2.....	112
Figura 4.9 Falla trifásica en el nodo 20 y secuencia de operación del fusible 3 y relé de sobrecorriente.....	113
Figura 4.10 Falla monofásica a tierra en el nodo 20 y secuencia de operación del fusible 3 y relé de sobrecorriente.....	114
Figura 4.11 Curvas tiempo corriente de relevador de sobrecorriente 50F/51F y fusible 3.....	115
Figura 4.12 Falla trifásica en el nodo 20 y secuencia de operación del fusible 4 y relé de sobrecorriente.....	116
Figura 4.13 Falla trifásica en el nodo 35 y secuencia y tiempo de operación de los fusibles 5, 6 Y 7.....	117
Figura 4.14 Falla trifásica en el nodo 35, margen de coordinación de las curvas tiempo - corriente de los fusibles 5, 6 y 7.....	119
Figura 4.15 Falla trifásica en el nodo 31 y secuencia y tiempo de operación de los fusibles 5, 6.....	121
Figura 4.16 Falla trifásica en el nodo 39 y tiempo de operación del fusible 8.....	122
Figura 4.17 Incrustación del restaurador automático en nodo 18.....	123
Figura 4.18 Datos del fabricante del restaurador automático.....	124
Figura 4.19 Implementación de fusibles nuevos.....	124

Figura 4.20	Falla trifásica en nodo 41 y secuencia y tiempo de operación del relevador de sobrecorriente y restaurador.....	126
Figura 4.21	Curvas tiempo corriente de restaurador – relevador de sobrecorriente, ante una falla trifásica en el nodo 41.....	127
Figura 4.22	Falla trifásica en nodo 51 y secuencia y tiempos de operación de dispositivos de protección.....	128
Figura 4.23	Curvas tiempo corriente del fusible 12, restaurador automático y relevador de sobrecorriente, ante una falla trifásica en el nodo 51.....	129
Figura 5.1	Colocación de transformador de distribución 12 (T12) y generación distribuida (GD 1) en nodo 4.....	134
Figura 5.2	Colocación de transformador de distribución 19 (T19) y generación distribuida (GD 2) en nodo 17.....	134
Figura 5.3	Datos del inversor de los paneles solares (GD 2).....	135
Figura 5.4	Colocación de transformador de distribución 20 (T20) y generación distribuida (GD 3) en nodo 45.....	135
Figura 5.5	Datos de la máquina de inducción del aerogenerador (GD 3).....	136
Figura 5.6	Datos del modelo del panel solar dados por el fabricante.....	137
Figura 5.7	Datos de los paneles solares.....	137
Figura 5.8	Falla trifásica en el nodo 8 con GD y secuencia y tiempos de operación del fusible 1 y relé de sobrecorriente.....	139
Figura 5.9	Curvas tiempo corriente de relevador de sobrecorriente 50F/51F y fusible 1 con GD, con margen de coordinación de 0.31s entre curva MCT y curva 51F.....	140
Figura 5.10	Falla trifásica en el nodo 4 con GD y secuencia y tiempos de operación del fusible 14 y relé de sobrecorriente.....	142
Figura 5.11	Curvas tiempo corriente de relevador de sobrecorriente 50F/51F y fusible 14 con GD, con margen de coordinación de 0.31s entre curva MCT y curva 51F.....	142
Figura 5.12	Falla trifásica en el nodo 17 con GD y secuencia y tiempos de operación del fusible 15 y relé de sobrecorriente.....	143
Figura 5.13	Curvas tiempo corriente de relevador de sobrecorriente 51F y fusible 15 ante una falla trifásica en el nodo 17.....	144
Figura 5.14	Falla trifásica en el nodo 15 con GD y secuencia y tiempos de operación del fusible 3 y relé de sobrecorriente.....	145
Figura 5.15	Falla trifásica en nodo 41 con GD y secuencia y tiempos de operación de dispositivos de protección.....	146
Figura 5.16	Falla trifásica en nodo 51 con GD y secuencia y tiempos de operación de dispositivos de protección.....	147
Figura 5.17	Falla trifásica en nodo 45 con GD y secuencia y tiempos de operación de dispositivos de protección.....	148
Figura 5.18	Curvas tiempo corriente de relevador de sobrecorriente, Restaurador automático y fusible 10 ante una falla trifásica en el nodo 45.....	149
Figura 5.19	Falla trifásica en nodo 20 con GD y secuencia y tiempos de operación de dispositivos de protección.....	150
Figura 5.20	Falla trifásica en el nodo 35 con GD, margen de coordinación de las curvas tiempo - corriente de los fusibles 5, 6 y 7.....	151
Figura 5.21	Perfiles de voltaje y corrientes nominales de cada línea de distribución	

del alimentador TZE-5390 Xilitla sin GD.....	152
Figura 5.22 Perfiles de voltaje y corrientes nominales de cada línea de distribución del alimentador TZE-5390 Xilitla con GD.....	152
Figura 5.23 Flujos de potencia activa y reactiva que proporciona CFE sin GD.....	153
Figura 5.24 Flujos de potencia activa y reactiva que proporciona CFE con GD.....	154
Figura 5.25 Corrientes de cortocircuito trifásicas en cada nodo del alimentador TZE-5390 Xilitla sin GD.....	155
Figura 5.26 Corrientes de cortocircuito trifásicas en cada nodo del alimentador TZE-5390 Xilitla con GD.....	155
Figura 5.27 Corrientes de cortocircuito de línea a tierra en cada nodo del alimentador TZE-5390 Xilitla sin GD.....	156
Figura 5.28 Corrientes de cortocircuito de línea a tierra en cada nodo del alimentador TZE-5390 Xilitla con GD.....	156

Índice de Tablas

	<i>Página</i>
Tabla 1.1 Tipos de tecnologías de generación distribuida más usadas comúnmente.....	2
Tabla 2.1 Resultados de la coordinación de fusibles-fusibles.....	50
Tabla 2.2 Criterios utilizados en alimentadores.....	61
Tabla 3.1 Tabla de datos de la compañía suministradora de energía CFE (alimentador).....	65
Tabla 3.2 Tabla de datos de las líneas de distribución.....	66
Tabla 3.3 Tabla de datos de los transformadores de distribución.....	67
Tabla 3.4 Tabla de datos de las cargas en cada transformador.....	68
Tabla 3.5 Valores base del sistema.....	69
Tabla 3.6 Tabla de impedancias en pu de secuencia (+) y secuencia (0) de las líneas de distribución.....	70
Tabla 3.7 Tabla de impedancias en pu de secuencia (+) y secuencia (0) de los transformadores de distribución.....	72
Tabla 3.8 Tabla de impedancias en pu de secuencia (+) y secuencia (0) de todas las cargas de cada transformador de distribución.....	73
Tabla 3.9 Tabla de impedancias en pu equivalentes de secuencia (+) y secuencia (-) de Thévenin en cada nodo de falla del sistema eléctrico de distribución.....	76
Tabla 3.10 Tabla de corrientes de cortocircuito trifásicas en pu y reales de todos los nodos del sistema eléctrico de distribución.....	78
Tabla 3.11 Tabla de impedancias en pu equivalentes de secuencia (0) de Thévenin en cada nodo de falla del sistema eléctrico de distribución.....	83
Tabla 3.12 Tabla de corrientes de cortocircuito de línea a tierra en pu y reales de todos los nodos del sistema eléctrico de distribución.....	85
Tabla 3.13 Tabla de comparación de corrientes de cortocircuito trifásicas y de línea a tierra reales por el método de Thévenin y con ETAP de cada nodo.....	96
Tabla 4.1 Fusibles seleccionados mediante ETAP, considerando tiempos de curvas MCT y MMT con fallas trifásicas.....	103
Tabla 4.2 Secuencia de operación y tiempos de operación de protecciones eléctricas al haber una falla trifásica en el nodo 8.....	107
Tabla 4.3 Secuencia de operación y tiempos de operación de protecciones eléctricas al haber una falla monofásica a tierra en el nodo 8.....	108
Tabla 4.4 Secuencia de operación y tiempos de operación de protecciones eléctricas al haber una falla trifásica en el nodo 15.....	110
Tabla 4.5 Secuencia de operación y tiempos de operación de protecciones eléctricas al haber una falla monofásica a tierra en el nodo 15.....	111
Tabla 4.6 Secuencia de operación y tiempos de operación de protecciones eléctricas al haber una falla trifásica en el nodo 20.....	113
Tabla 4.7 Secuencia de operación y tiempos de operación de protecciones eléctricas al haber una falla monofásica a tierra en el nodo 20.....	114

Tabla 4.8	Secuencia de operación y tiempos de operación de protecciones eléctricas al haber una falla trifásica en el nodo 22.....	116
Tabla 4.9	Secuencia de operación y tiempos de operación fusibles 5,6 y 7 con una falla trifásica en el nodo 35.....	118
Tabla 4.10	Secuencia de operación y tiempos de operación fusibles 5,6 con una falla trifásica en el nodo 31.....	120
Tabla 4.11	Secuencia de operación y tiempos de operación fusible 8 con una falla trifásica en el nodo 31.....	122
Tabla 4.12	Fusibles seleccionados mediante ETAP, considerando tiempos de curvas MCT y MMT con fallas trifásicas.....	125
Tabla 5.1	Tipos de generación distribuida (GD) colocadas en el alimentador TZE-5390 Xilitla.....	132
Tabla 5.2	Tabla de datos de los transformadores de distribución de las generaciones distribuidas.....	133
Tabla 5.3	Secuencia de operación y tiempos de operación de protecciones eléctricas al haber una falla trifásica en el nodo 8 con GD.....	139
Tabla 5.4	Cortacircuitos fusibles seleccionados mediante ETAP para GD 1 Y GD 2, considerando tiempos de curvas MCT y MMT con fallas trifásicas.....	141
Tabla 5.5	Secuencia de operación y tiempos de operación de protecciones eléctricas al haber una falla trifásica en el nodo 15 con y sin GD.....	145

Protocolo Metodológico

1.1 INTRODUCCIÓN.

Los sistemas eléctricos de potencia y distribución aportan una creciente necesidad al usuario en la vida cotidiana, lo cual es importante tener el sistema eléctrico lo más eficientemente posible para tenerlo sin interrupciones, esto lleva a hacer énfasis en la necesidad de revisar e implementar el esquema de protección adecuado. La práctica habitual para los alimentadores de distribución existentes es el esquema de sobrecorriente que incluye la coordinación entre los fusibles y restauradores.

1.1.1 Generación distribuida. [1]

Las necesidades de energía eléctrica nunca terminan, por lo que la conexión de generación distribuida (GD), en redes de distribución se ha vuelto una práctica común a nivel mundial, y su uso continua creciendo aproximadamente un 7% por año, ya que ofrece la posibilidad de operación descentralizada de productores independientes conectados directamente con los sistemas de distribución, reduciendo costos. Esto indica que en el futuro seguramente se construirán más y pequeñas unidades de GD, pero ¿Qué es la generación distribuida? La definición de generación distribuida es:

“Instalaciones eléctricas de generación conectadas a un sistema eléctrico de distribución a través de un punto de acoplamiento común.” [1]

Aunque está permitido que la GD sea conectada a la red de transmisión, en general esta es conectada a las redes de distribución. En ambos casos la idea principal es que la GD debe estar localizada lo más cerca posible de la carga. [1]

Una planta de GD es de menor capacidad que la generación tradicional. Existen diferentes tecnologías clasificadas como: renovables y no renovables. Las cargas que emplean tecnologías renovables incluyen a las turbinas de viento, celdas solares, y geotérmicas. Las que emplean tecnologías no renovables incluyen las de ciclos combinados, cogeneración, turbinas de combustión y micro turbinas. La tabla 1.1 muestra las tecnologías de GD más comúnmente usadas, así como sus capacidades típicas disponibles. [1]

Tabla 1.1: *Tipos de tecnologías de generación distribuida más usadas comúnmente.*

Tecnología	Capacidades típicas disponibles por módulos
Turbina de Ciclo Combinado	35MW-400MW
Máquina de Combustión Interna	5KW-10MW
Turbina de Combustión	1MW-250MW
Micro Turbinas	35KW-1MW
Pequeñas Hidroeléctricas	1MW-100MW
Celdas Fotovoltaicas	20W-100KW
Turbinas de Viento	200W-3MW
Geotérmicas	5MW-100MW

La principal ventaja de la GD es la cercanía a las cargas y como consecuencia se logran otras ventajas eléctricas debido a su conexión a los sistemas de distribución, tales como:

- Reserva de emergencia durante interrupciones para uso general ininterrumpido.
- Importante ahorro de energía durante los periodos pico.
- Reducción de caídas de voltaje.
- Aumento de confiabilidad.
- Reducción de pérdidas eléctricas.
- Mejoramiento del factor de potencia.
- Reducen pérdidas en la red, al reducir los flujos de energía por la misma.
- Su energía vertida no revierte flujos hacia la red de transporte.

Las generaciones distribuidas son normalmente de energías renovables, como la energía fotovoltaica (paneles solares), aerogeneradores, micro turbinas, pilas de combustible, almacenamiento de energía, etc. [1]

1.2 ANTECEDENTES.

Debido a la importancia y magnitud de la utilidad de la energía eléctrica en dichos procesos trae consigo el incremento directamente proporcional a la demanda y producción de la misma, por lo que esto obliga a establecer un suministro de energía eléctrica confiable, eficiente, segura y versátil, que permita integrar nuevos requerimientos de carga y generación eléctrica. El aumento de carga de los usuarios hoy en día en los sistemas eléctricos industriales y de distribución tiene como consecuencia el incremento de la aportación de corriente de cortocircuito, pudiendo esta sobrepasar la capacidad interruptora de los equipos existentes.

Los sistemas de distribución tipo radial o sistemas tipo mallado, son diseñados para operar sin GD. Fuentes de generación fotovoltaica, las turbinas eólicas, micro turbinas, tecnologías de almacenamiento de energía, etc., están encontrando rápidamente su importancia en la actualidad para resolver los problemas ambientales y servir como suplentes a la creciente demanda de energía. No obstante los beneficios que ofrece la GD son a menudo

mucho más difíciles de realizar, ya que las fuentes de GD deben ser confiables, tener el tamaño apropiado y una localización apropiada.

1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

El sistema eléctrico de distribución tipo radial que analizaremos no fue diseñado con la generación distribuida (GD), en mente. Hoy en día se está considerando ya en muchas partes del mundo el usar la generación distribuida (GD) en los sistemas eléctricos de distribución lo cual trae beneficios ambientales, económicos y técnicos, tales como la reducción de la contaminación al medio ambiente, mejora el nivel de tensión, reducción de las pérdidas eléctricas, el aumento de la capacidad del sistema de distribución y el aumento de la fiabilidad del sistema.

Se ha demostrado que la implementación de la generación distribuida en los sistemas eléctricos de distribución cambia los niveles de corrientes de cortocircuito y la dirección de los flujos de potencia, esto puede causar un impacto significativo en los sistemas de protección, que pueden ser coordinación de relés de sobrecorriente, restauradores y fusibles. Tradicionalmente, en los sistemas eléctricos de distribución la energía fluye hacia un solo sentido, de la fuente (grandes generadores) a la carga (consumidores o usuarios). Sin embargo, con la GD las corrientes fluirán en direcciones indeterminadas dependiendo de la ubicación, del tamaño, y del estado operacional de las fuentes de energía múltiples (las unidades de GD).

La magnitud de corrientes aportadas por unidades de GD varía según su capacidad. Por esta razón, la protección de sistemas de distribución se vuelve más compleja y requiere ser estudiada.

El objetivo de la protección de sistemas eléctricos de distribución es detectar una condición de falla y aislar la sección fallada del sistema tan rápidamente como sea posible, mientras se restaura el funcionamiento normal al resto del sistema. Algunos factores importantes que afectan el diseño de protecciones son:

- La magnitud de flujo de potencia en cada dirección al punto de conexión.

- Si el aumento del nivel de falla del generador excede la capacidad de interrupción en la red o la instalación del cliente.
- Si el punto de conexión en la red es radial o alimentación anillo.

1.3.1 Efecto isla.

El efecto isla es un fenómeno eléctrico que se produce cuando una fuente de GD continua energizando una parte de la red, después de que dicha porción de la red haya sido interrumpida o desconectada. De este modo la red eléctrica deja de controlar esa parte aislada del sistema de distribución que contiene tanto carga como generación; de manera que puede estar en riesgo la seguridad, el restablecimiento del servicio y la fiabilidad del equipo. Normalmente este fenómeno es causado por el disparo de interruptores al aislar una falla en algún otro lado del sistema o por disparo en falso, como lo muestra la figura 1.1. [1]

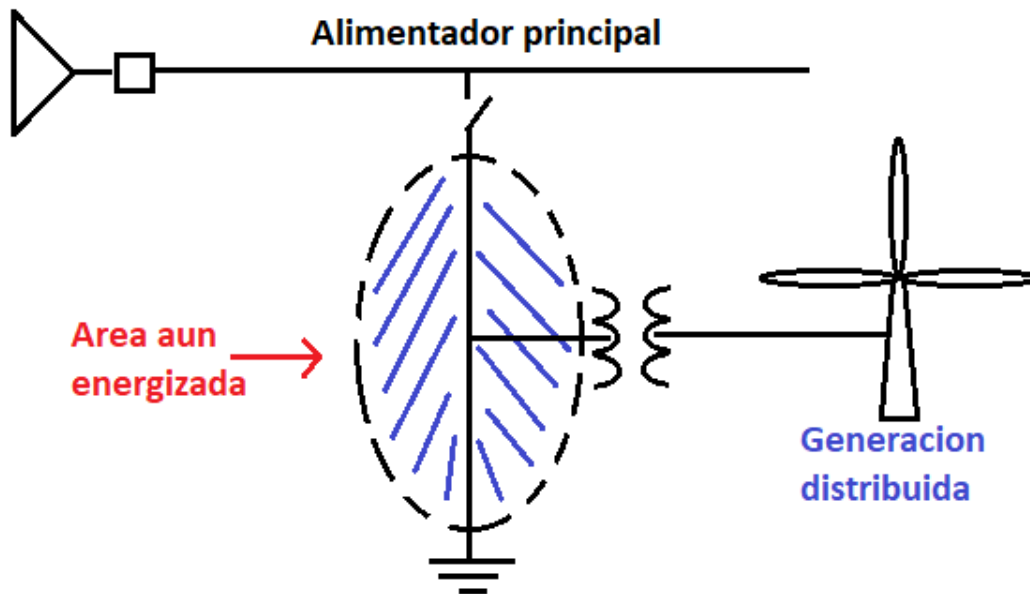


Figura 1.1: Representación del efecto isla.

Esto produce una energía independiente en la isla y dependiendo de las capacidades de GD, puede continuar alimentando a la isla, intentando que la frecuencia y el voltaje se

mantengan dentro de límites de operación establecidos. Sin embargo, alimentar a la isla con la GD produce un riesgo al personal y a los usuarios, ya que esa parte del sistema podría ser considerada desenergizada, cuando en realidad no lo está.

1.4 HIPOTESIS.

El implementar la generación distribuida (GD), en los sistemas eléctricos de distribución, como dijimos en la sección anterior, el sistema eléctrico se ve afectado por las corrientes de cortocircuito y la dirección de los flujos de potencia, para esto se tiene que simular primero el sistema eléctrico de distribución, con algún software en este caso se usara ETAP, estas generaciones distribuidas, afectan al sistema de protección de la red, la cual se tiene que simular en que punto de la red es recomendable poner nuestra generación distribuida (GD), para ver cómo se comportan los flujos de potencia y las corrientes de cortocircuito.

Ya analizando lo anterior se procede hacer la coordinación de relevadores, restauradores y fusibles, para que al momento de simular con nuestra generación distribuida (GD), el sistema sea estable y confiable.

1.5 OBJETIVOS.

El objetivo de este trabajo es analizar el impacto de la GD en los esquemas de protección en sistemas eléctricos de distribución, para diferentes tipos de conexión de otras generaciones distribuidas, y ver la manera de determinar los ajustes necesarios que deben existir en los dispositivos de protección.

1.6 JUSTIFICACIÓN.

Estas configuraciones hoy en día en los sistemas eléctricos de distribución, benefician al medio ambiente reduciendo la contaminación con el uso de las energías renovables. La GD se presenta como una alternativa promisoría para los suministros energéticos de países desarrollados, donde paralelamente se imponen estructuras de mercado competitivas. El sistema eléctrico de distribución mejora en transporte de energía, menos pérdidas en el sistema, favorece al suministro de energía en las horas de gran demanda, mejora la calidad

del servicio eléctrico. Hoy en día ya se empiezan a ver más este tipo de estudios de generación distribuida (GD), ejemplo es que uno de los Estados pioneros en legislación sobre la generación distribuida ha sido Colorado (EUA), que en 2010 promulgo una ley obligando que en 2020 el 3% de la energía generada en Colorado utilice energía distribuida en alguna de sus formas.

La justificación del presente trabajo es la necesidad de disminuir los impactos debido a la conexión de la GD, que pueden ocasionar en forma positiva y negativa, dependiendo de las características y configuraciones del SED y de la misma generación. No obstante, la utilización de la GD trae consigo una serie de problemas los cuales se vuelven difíciles de resolver en la operación de la red, por ejemplo:

- La red no puede controlar la tensión y la frecuencia en caso de efecto isla.
- La coordinación de los dispositivos de protección se ve afectada.
- La red eléctrica, junto con el propietario del sistema de GD, pueden ser responsabilizados de daños ocasionados a equipos conectados, debido a variaciones de tensión y frecuencia fuera de límites permitidos.
- El efecto isla puede suponer un peligro para trabajadores de la red o a los usuarios, ya que una línea supuestamente desconectada de toda fuente de alimentación puede seguir energizada.
- El efecto isla producido puede dañar el equipo de generación o cualquier otro equipo conectado, debido al cierre fuera de fase.
- El efecto isla puede interferir con el restablecimiento manual o automático del servicio normal de la red.

1.7 ALCANCES Y LÍMITES.

- El sistema eléctrico de distribución que se empleó es un alimentador real de CFE llamado TZE-5390 Xilitla.
- Se realizó el estudio de cortocircuito por el método de Thévenin y se comprobó con el software ETAP 12.6.0.
- La simulación de corto circuito, coordinación de protecciones y flujos de potencia se realizaron con el software ETAP 12.6.
- Se implementaron distintos tipos de generación distribuida (GD), al sistema de distribución tipo radial.
- La plataforma de trabajo para el software ETAP 12.6 es Windows 8 y 10.
- Se analizaron y comprobaron los cálculos con software.

MARCO TEÓRICO.

2.1 TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA.

Puesto que el presente proyecto no tiene por objetivo la descripción a fondo de las construcciones y principios de funcionamiento de cada tipo de tecnología de generación distribuida (GD), se describirá de una manera general cada una de ellas, considerando los aspectos más importantes o sobresalientes.

Cabe destacar, que la tecnología en sí, no se la debe considerar como generación distribuida, sino que tiene su intervención en el concepto solo cuando, dichas tecnologías se acoplan a la red de distribución.

2.1.1 Generación distribuida renovable. [4].

Estos tipos de tecnologías utilizan recursos renovables como energía primaria. Los recursos renovables se definen como inagotables, tales como, la fuerza del viento, el calor y la luz del sol, las corrientes de agua, la materia orgánica (biomasa), la energía de los mares y océanos y el calor geotérmico. A continuación, se mencionan algunas las tecnologías de GD renovables:

- Generadores eólicos.
- Celdas fotovoltaicas.
- Microturbinas hidráulicas.
- Biomasa.

2.1.2 Generadores Eólicos.

Esta tecnología usa como fuente primaria la energía eólica (viento) la cual es transformada en energía eléctrica. La energía cinética del viento incide sobre las palas del aerogenerador (elementos móviles), transformándose en energía de presión que transmite un giro al eje, un generador transforma esta energía mecánica en energía eléctrica. En la Fig. 2.1 se muestra el diagrama esquemático de la generación eólica. [4].

Las tecnologías de aerogeneradores se las puede clasificar en dos grupos:

- Velocidad fija – conexión directa a la red.
- Velocidad variable – conexión a la red mediante sistemas de convertidores electronicos basados en electronica de potencia.

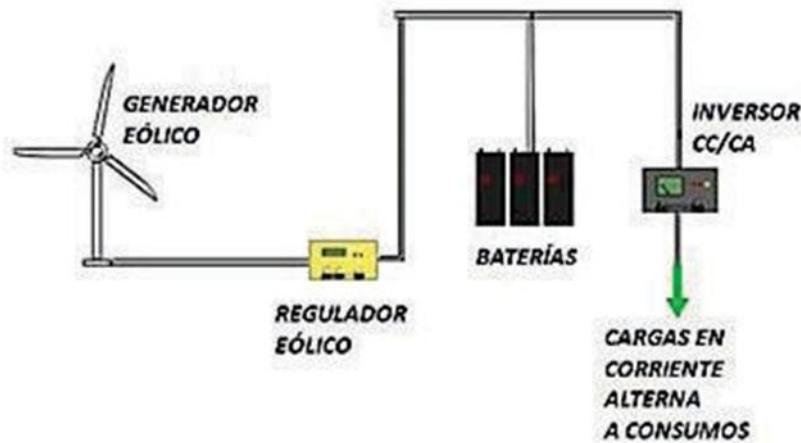


Figura 2.1: Diagrama esquemático de la generación eólica.

La energía eólica es una fuente de energía renovable, no contamina, es inagotable y reduce el uso de combustibles fósiles, origen de las emisiones de efecto invernadero que causan el calentamiento global. Además, la energía eólica es una energía autóctona, disponible en la práctica totalidad del planeta, lo que contribuye a reducir las importaciones energéticas y a crear riqueza y empleo de forma local. [3].

De todas estas ventajas, es importante destacar que la energía eólica no emite sustancias tóxicas ni contaminantes del aire, que pueden ser muy perjudiciales para el medio ambiente y el ser humano. Las sustancias tóxicas pueden acidificar los ecosistemas terrestres y acuáticos, y corroer edificios. Los contaminantes de aire pueden desencadenar enfermedades del corazón, cáncer y enfermedades respiratorias como el asma.

La energía eólica no genera residuos ni contaminación del agua, un factor importantísimo teniendo en cuenta la escasez de agua. A diferencia de los combustibles fósiles y las centrales nucleares, la energía eólica tiene una de las huellas de consumo de agua más bajas, lo que la convierte en clave para la preservación de los recursos hídricos. [4] [3].

2.1.3 Generadores Fotovoltaicos. [4].

Este tipo de generación usa como fuente primaria la energía solar la cual es transformada en energía eléctrica. Por medio de un material semiconductor (células fotovoltaicas) absorbe radiación solar provocando un desplazamiento de cargas en su interior que dan como resultado la generación de una corriente continua.

La estructura de un sistema fotovoltaico está compuesta por módulos colocados en paralelo y en serie a fin de obtener el nivel deseado de voltaje de salida. La capacidad de un módulo varía entre 50 y 240 W, estos módulos pueden ser dispuestos en serie y/o en paralelo en un número tal que; pueda suplir la potencia requerida o de diseño, la eficiencia puede fluctuar entre 10 y 20%.

Los sistemas de generación fotovoltaicos se pueden dividir en tres grupos:

1. Funcionamiento Aislado. - Adecuado para localizaciones donde no se tiene acceso a la red de distribución.
2. Funcionamiento Híbrido. - Se conectan en paralelo con otro tipo de fuente de generación (generador eólico, generador hidráulico, etc.)
3. En Paralelo con la Red. - El consumidor puede alimentarse de los paneles fotovoltaicos o de la red.

Las ventajas de este tipo de generación son: necesitan poco mantenimiento, no emiten gases contaminantes, son confiables y silenciosos, duran 30 o más años. Por otro lado, entre las desventajas se puede citar que los desechos químicos introducidos en el proceso de la manufacturación pueden producir contaminación del agua, requiere la utilización de grandes superficies colectoras de energía. [3].

En la Fig. 2.2 se muestra el diagrama esquemático de la generación fotovoltaica.

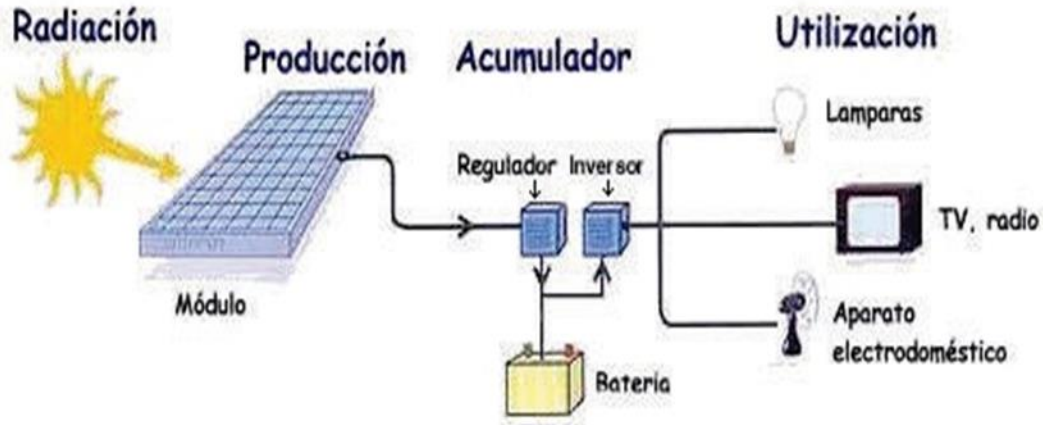


Figura 2.2: Diagrama esquemático de generación fotovoltaica.

2.1.4 Generadores Hidráulicos. [4].

Este tipo de generación consiste en el aprovechamiento de la energía potencial del agua almacenada en embalses o procedentes de un río para transformar esta energía potencial en energía eléctrica. El proceso de transformación de energía inicia con el aprovechamiento de la energía potencial la cual se transforma en energía cinética en su camino descendente por las tuberías forzadas que a su vez transforma esta energía en energía de presión, que mueve las turbinas del generador produciendo energía mecánica, la que finalmente se transforma en energía eléctrica.

La energía cinética depende del caudal y de la diferencia de nivel del agua de la presa y nivel de la turbina. La capacidad de los generadores distribuidos de este tipo de generación es de menor a 1 MW en las redes del presente estudio, el rendimiento esta entre 75 y 90%.

Las centrales hidráulicas pueden ser de dos tipos:

1. Central de agua fluyente o en derivación. - El caudal de agua proviene de un desvío del cauce natural de un río por medio de un azud, siendo devueltos al río aguas abajo. Este tipo de centrales están en función del régimen hidrológico del curso de agua.
2. Central de embalse o de regulación. - El agua del cauce de un río es embalsado en una presa.

El impacto ambiental y altos costos que conllevan el instalar grandes centrales hidráulicas (generación centralizada), abren la puerta al aprovechamiento energético a menor escala de pequeños y medianos cauces de agua que tendrían un impacto considerablemente menor; con esto quedaría justificada la viabilidad y necesidad de optar por centrales hidroeléctricas a menor escala (generación distribuida).

Dentro de las ventajas de la generación distribuida de tipo hidráulica se pueden mencionar las siguientes: no requiere de combustibles para llevar a cabo la generación de energía, sino que usa recursos renovables; la turbina hidráulica es una máquina sencilla y eficiente; los precios de mantenimiento son bajos. Una de las desventajas puede ser que la disponibilidad de energía está en función de la hidrología.

En la Fig. 2.3 se muestra un esquema básico de una central hidráulica a pequeña escala (generación distribuida).

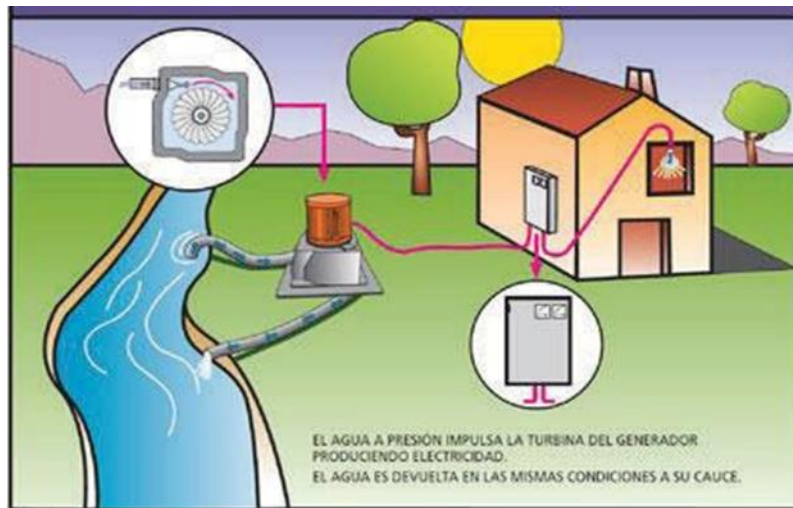


Figura 2.3: Diagrama esquemático de micro central hidráulica.

2.1.5 Biomasa. [4].

Si bien este tipo de tecnología no forma parte de las redes de distribución del presente estudio, se la mencionará a continuación solo por fines didácticos. La biomasa es cualquier materia orgánica (restos de organismos que alguna vez estuvieron vivos) susceptible de aprovechamiento energético.

El proceso de transformación de energía se da mediante un proceso termoquímico que consiste en la descomposición térmica de la biomasa en diferentes condiciones de oxidación, los pasos para la conversión de energía son los siguientes:

1. La energía interna de la biomasa se transfiere en forma de calor al ser quemada en una caldera.
2. El agua que circula por una red extensa de tubos que tapizan las redes de la caldera recibe la transferencia de calor de la materia quemada.
3. El agua pasa a estado de vapor de alta presión debido a su aumento de temperatura (el agua se encuentra en un circuito cerrado).
4. El vapor entra a gran presión a través de las tuberías en la turbina de la central; este hace girar los álabes (paletas curvas) de la misma dando como resultado energía mecánica.
5. Las paletas de la turbina hacen girar una bobina en el interior de un campo magnético, generando así energía eléctrica
6. El vapor pasa a la fase líquida (para su reutilización) por medio de un sistema de condensación, obteniendo así, una transformación de energía interna del vapor a energía interna del medio ambiente.

En los últimos años, este tipo de generación ha tenido gran auge; los países industrializados han apostado por implementar centrales de biomasa de gran capacidad. Reino Unido es un ejemplo de esto, tiene una central de biomasa con una capacidad de 740 MW siendo hoy por hoy la más grande del mundo. Es por tanto un incentivo para los países más pequeños para que se inclinen también por esta nueva tendencia de generación la cual está dando buenos resultados.

En la Fig. 2.4 se muestra un esquema básico de una central de biomasa.

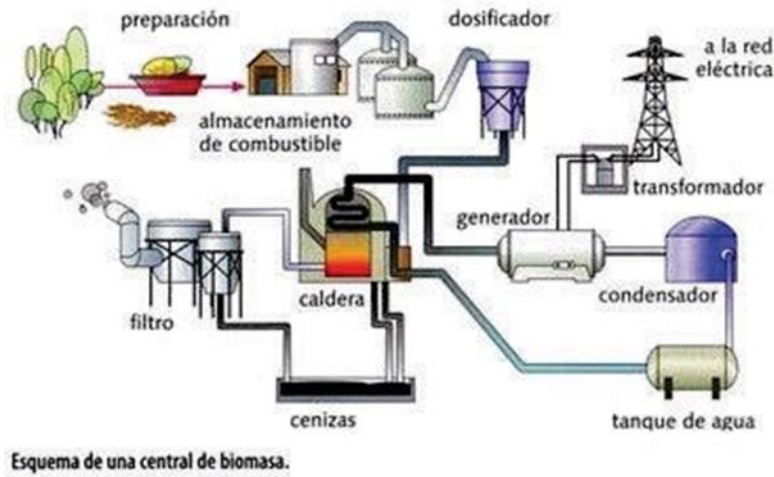


Figura 2.4: Diagrama esquemático de una central de biomasa.

2.2 CONDICIONES DE OPERACIÓN DE UN SISTEMA ELECTRICO DE DISTRIBUCIÓN CON GENERACION DISTRIBUIDA.

La interconexión de GD puede sin duda afectar un sistema de distribución; por lo tanto, la capacidad máxima permitida debe limitarse para asegurar que el sistema de distribución funcione apropiadamente sin afectar a la calidad de la energía suministrada. A continuación, se mencionan algunas condiciones que debe cumplir la GD en la interconexión desde una perspectiva general. [2] [5] [6].

- El perfil de voltaje debe mantenerse dentro del $\pm 5\%$ del voltaje nominal en el punto de conexión y a lo largo del alimentador.
- La corriente máxima generada por la GD que fluye a través del alimentador no debe afectar a la variabilidad de los conductores o transformadores del alimentador.
- El factor de potencia de la GD debe mantenerse dentro del rango permitido por las regulaciones competentes.

- No debe inyectar en el sistema; armónicos y/o transitorios en magnitudes tales que afecten a la calidad de energía del alimentador.

2.2.1 Ventajas de la generación distribuida. [2].

Tanto para las empresas eléctricas de distribución como para el consumidor, la GD ofrece muchos aspectos positivos los cuales se mencionan a continuación:

Para la compañía suministradora de energía:

- Reducción de pérdidas en transmisión y distribución.
- Abastecimiento en zonas remotas.
- Libera capacidad del Sistema.
- Mayor control de regulación de voltaje respecto a un Sistema radial sin GD.
- Reducción de índices de confiabilidad de la red.
- Uso de energías renovables (facilidad de adaptación a las condiciones de sitio).

Para el Consumidor o usuario:

- Incremento en la confiabilidad.
- Mejoramiento en la calidad de servicio.
- Reducción de las emisiones contaminantes.

2.3 IMPACTOS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN UN SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN.

La Generación Distribuida tiene efectos positivos y negativos en una red eléctrica, a continuación, se realiza una breve descripción de los mismos.

2.3.1 Efecto en las pérdidas del sistema. [3].

De manera general se puede afirmar que, al inyectar corriente producida por la GD conectado al nodo de la red, se puede disminuir las pérdidas, pues al disminuir la intensidad por una rama disminuye la caída de tensión y por tanto las pérdidas en un tramo de línea, pero si el nivel de penetración de la GD aumenta, afecta a la capacidad térmica de los conductores por lo que las pérdidas más bien aumentan.

Los bancos de capacitores reducen pérdidas al igual que la GD, pero la diferencia fundamental es que, la GD influye en los flujos de potencia tanto activa como reactiva y los capacitores solo influyen en el flujo de potencia reactiva.

2.3.2 Efecto en el flujo de carga. [4].

El impacto que tiene la GD en el flujo de carga tiene que ver con las corrientes y voltajes en los nodos del alimentador, Si en una red que se alimenta desde la subestación, se añade una, o varias fuentes de generación, las tensiones en los nodos de la red tienden a subir debido a que la corriente que fluye desde la subestación hacia las cargas disminuye y las cargas se alimentan desde fuentes más cercanas a ellas además de la fuente principal, esto reduce las caídas de tensión en las líneas.

Pero la otra cara de la moneda sería que la inyección de potencia sea mayor a la que los conductores del alimentador soportan y con esto provocar que la capacidad térmica de los conductores sea violada, con lo que aumentaría la resistencia en los conductores y por ende aumentan también las pérdidas. El criterio en este caso sería “sacar” GD, con el fin de llevar a la red a un estado de operación normal o estado estacionario (entendiéndose por “operación normal” como el estado en que una red opera sin rebasar límites térmicos y de voltajes).

En el caso en que la potencia generada por la GD es mayor que la consumida y que el sistema soporta este flujo de carga sin problemas, la potencia sobrante es transferida a través de las subestaciones primarias a la red de transmisión.

2.3.3 Efecto sobre las corrientes de falla y equipos de protecciones. [5].

La potencia de cortocircuito en cada nodo se ve afectada por muchos parámetros, uno de ellos es el cambio de topología de la red por conexión de nuevos generadores o cargas. Además, para un evento de cortocircuito en el sistema, los generadores conectados al sistema contribuyen a la corriente de cortocircuito.

Considerando los aspectos mencionados, el sistema de protecciones de la red se verá afectado, debido a que estos equipos han sido diseñados para unos valores de sobrecarga determinados con su respectivo rango máximo de tolerancia, el cual puede llegar a ser el factor limitante de conexión de nuevos generadores, por lo tanto, los equipos de protección deberían ser redimensionados y/o recalibrados (tiempos y capacidad) para los nuevos valores de las corrientes de cortocircuito y establecer tiempos de operación de los equipos de protección para las nuevas corrientes de cortocircuito.

En general, la contribución de los generadores síncronos a la corriente de falla es alta, la de los generadores de inducción es baja, y la de los generadores de corriente continua acoplados al sistema a través de equipos electrónicos, es muy baja.

2.3.4 Efectos sobre la calidad de la energía. [5] [6]

La instalación de GD afecta de varias formas a la calidad de potencia, entre las cuales se pueden mencionar; la inyección de armónicos en el caso de emplear interfaces con inversores, complicando la operación de los dispositivos reguladores de voltaje; el incremento en el riesgo de presencia de ferro resonancia introduciendo “Flicker” (parpadeo) desde la generación.

2.3.5 Efecto sobre la confiabilidad de un sistema eléctrico. [4].

La presencia de la GD en sistemas de distribución tiene aspectos positivos desde el punto de vista de confiabilidad a la hora de analizar la confiabilidad de dichos sistemas, ya que al convertirse la GD en una alternativa de alimentación para la red, el tiempo de interrupción causado por una falla permanente disminuye para los usuarios aguas abajo del tramo o área que falló, ya que el tiempo de interrupción (por una falla permanente) para dichos usuarios sería aproximadamente el tiempo que conllevaría aislar el tramo que falló y ya no el tiempo

de reparación del componente que falló o el tiempo de transferencia de carga a un alimentador vecino, dando como resultado una mejora de los índices de confiabilidad del sistema.

La diferencia fundamental entre contar con una alternativa de alimentación de un alimentador vecino y una alternativa de alimentación con GD es que, con la segunda, la topología de la red no cambia por lo que los tiempos de operación son menores que cuando se hace transferencia de carga y luego de reparado el componente se tenga que volver a la topología inicial.

2.4 SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN TIPO RADIALES.

La Fig. 2.5 muestra un sistema de distribución radial. Este sistema consta de una sola fuente de potencia (Alimentador) para alimentar a todo el sistema. La falla de algún componente entre el alimentador y los consumidores, provocará una interrupción del suministro de energía a todas las cargas aguas abajo del componente que ha fallado.

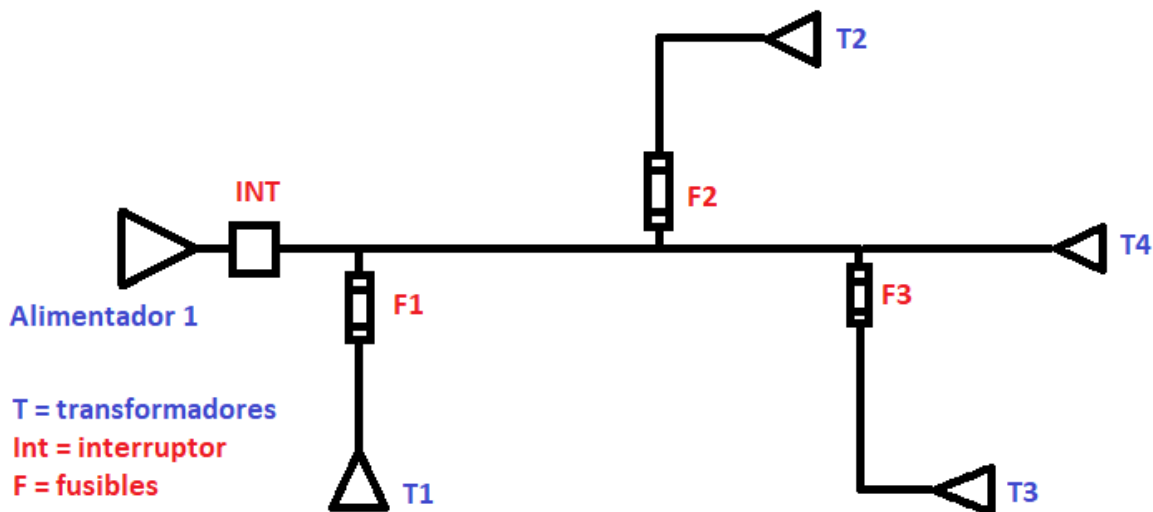


Figura 2.5: Sistema eléctrico de distribución tipo radial.

2.4.1 Sistema eléctrico de distribución tipo radial con alternativa de alimentación.

Este tipo de arreglo brinda una mayor confiabilidad al sistema. Se puede ver en la Fig. 2.6 como la instalación dispone de dos “alternativas de alimentación” para suministrar energía a la carga; una de estas no alimenta al sistema, sino que su interruptor 2 esta

normalmente abierto (Int 2). En el caso de que se suscite una falla en la alimentación 1, dicha falla será despejada por el interruptor 1 (Int 1) con lo que se procedería a cerrar el interruptor 2 (Int 2) permitiendo que los consumidores recuperen el suministro de energía a través del alimentador 2 mientras la reparación del alimentador 1 se lleva a cabo.

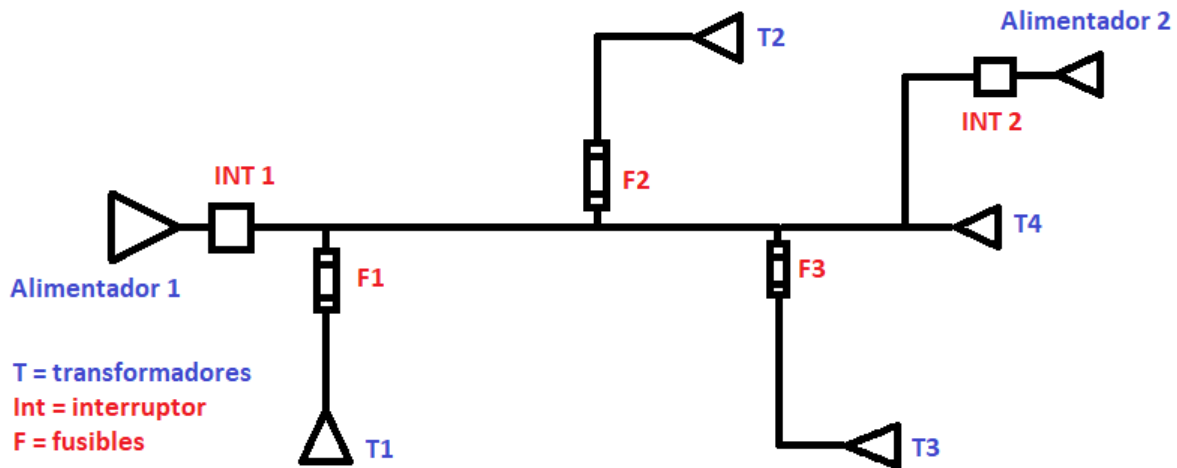


Figura 2.6: Sistema eléctrico de distribución tipo radial con alternativa de alimentación.

2.4.2 Sistema eléctrico de distribución tipo radial con generación distribuida (GD).

Como se vio en la sección anterior 2.4.1, el sistema de distribución con alternativa de un alimentador 2, se mejora la confiabilidad, como se observa en la Fig. 2.6. Pero existen dos alternativas más que es teniendo dos alimentadores como en el ejemplo pasado y conectar una generación distribuida al sistema, lo que aumentaría más la confiabilidad y beneficiaría en gran medida como se vio en la sección 2.2 y 2.3, ahora se contaría con 3 fuentes de generación de energía eléctrica, en la Fig. 2.7 se observa este caso.

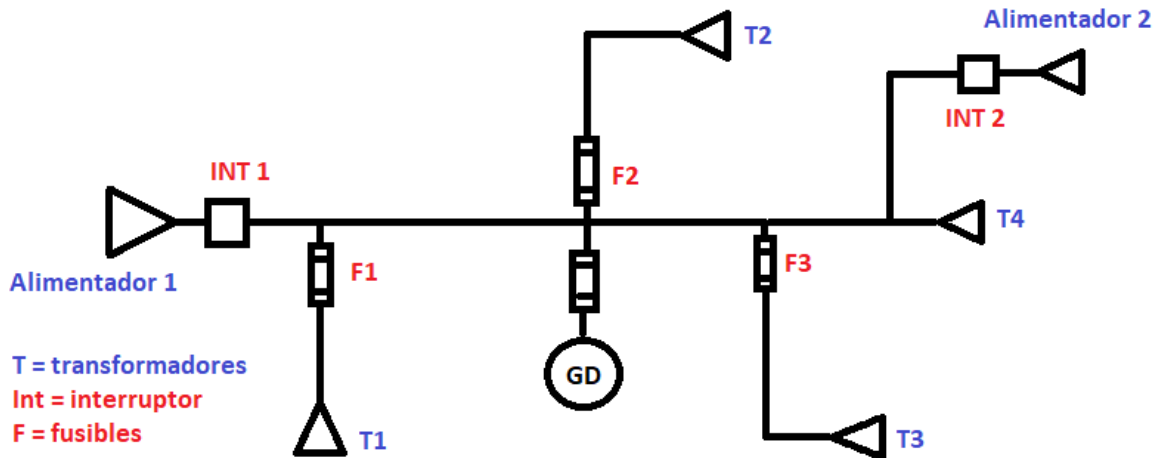


Figura 2.7: Sistema eléctrico de distribución tipo radial con alternativa de alimentación y generación distribuida.

En el sistema eléctrico de distribución que se analizara en los capítulos siguientes, no se tomara este tipo de arreglo de dos alimentadores como se observa en la Fig. 2.6 y Fig. 2.7, el objetivo es analizar el comportamiento de los sistemas radiales con generación distribuida, contando con una sola alimentación (tipo radial) y ver el impacto a la coordinación de protecciones eléctricas.

En la siguiente Fig. 2.8 se puede ver el sistema eléctrico de distribución tipo radial con una sola fuente de generación distribuida, sin un segundo alimentador.

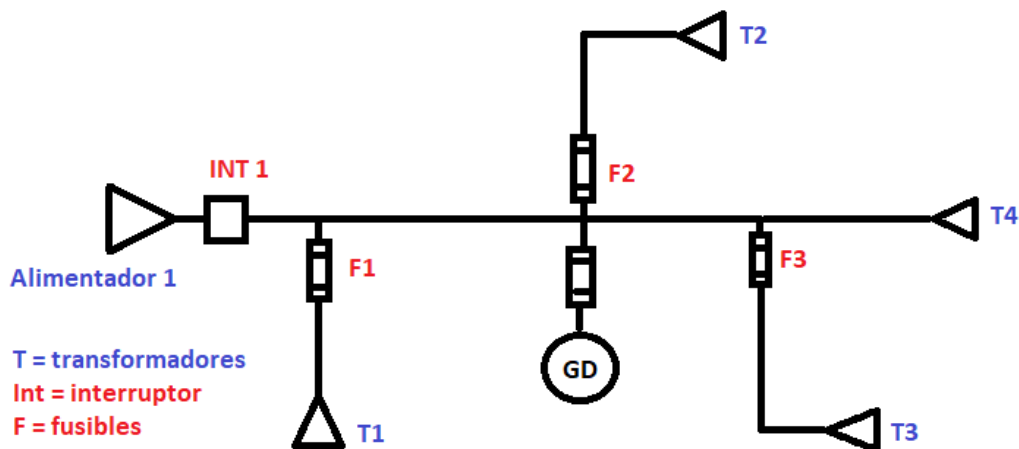


Figura 2.8: Sistema eléctrico de distribución tipo radial con generación distribuida.

En el estudio que se realizara en este proyecto, se tomara en cuenta un arreglo como el de la Fig. 2.8, un solo alimentador con una o varias generaciones distribuidas de energía renovable como en los apartados 2.1.2 y 2.1.3, colocando en diferentes partes del sistema de distribución para ver el impacto que tendrá en la coordinación de protecciones, flujos de carga, y perfiles de voltaje.

2.5 ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN.

Los estudios de cortocircuito, se requieren para el diseño de los sistemas eléctricos, ya que es para dimensionamiento y sistemas no solo depende de los requisitos de estado estable, sino también de condiciones anormales como son las sobrecargas, las fallas de cortocircuito, así como aquellas que imponen esfuerzos térmicos y mecánicos a los equipos.

Los estudios de cortocircuito se requieren para:

- Cálculo de la capacidad interruptora y cierre de interruptores.
- Cálculo de la capacidad de fusibles.
- Cálculo de la capacidad térmica de cables, buses, transformadores.
- Cálculo de la precisión de los transformadores de instrumentos.
- Selección y ajuste de los dispositivos de protección.
- Cálculo y dimensionamiento de redes de tierra.
- Cálculo de esfuerzos dinámicos.

De acuerdo al número de fases involucradas las fallas pueden ser:

- Trifásicas (simétricas).
- Falla de fase a tierra (asimétrica).
- Falla entre dos fases (asimétrica).
- Falla de dos fases a tierra (asimétrica).

Con el tiempo en que está presente la falla puede ser:

- Fallas permanentes.
 - Fallas temporales.
-
- Fallas permanentes: desprendimiento de conductores de la cadena de aisladores y caigan al suelo, aquí deja de haber suministro de energía hacia el usuario y se tiene que esperar a que la compañía suministradora venga y repare la falla, también ocurre la caída de poste por choque de auto.
 - Fallas temporales: conductores que se toquen con el viento, descargas atmosféricas sobre conductores, animales pequeños que hagan tierra, ramas de árboles que toquen líneas energizadas, sobrecorriente por reenergización de cargas.

2.5.1 Fuentes que aportan corrientes de cortocircuito.

Cuando se determina la magnitud de corriente de cortocircuito, esta es extremadamente importante ya que son consideradas todas las fuentes que aportan corrientes de cortocircuito y las impedancias de estas fuentes. Estas cuatro fuentes básicas que aportan corrientes de cortocircuito son:

1. Generadores.
2. Motores síncronos.
3. Motores de inducción.
4. Alimentadores.

En la Fig. 2.9 se observa un esquema de las 4 fuentes que aportan corrientes de cortocircuito a un sistema eléctrico.

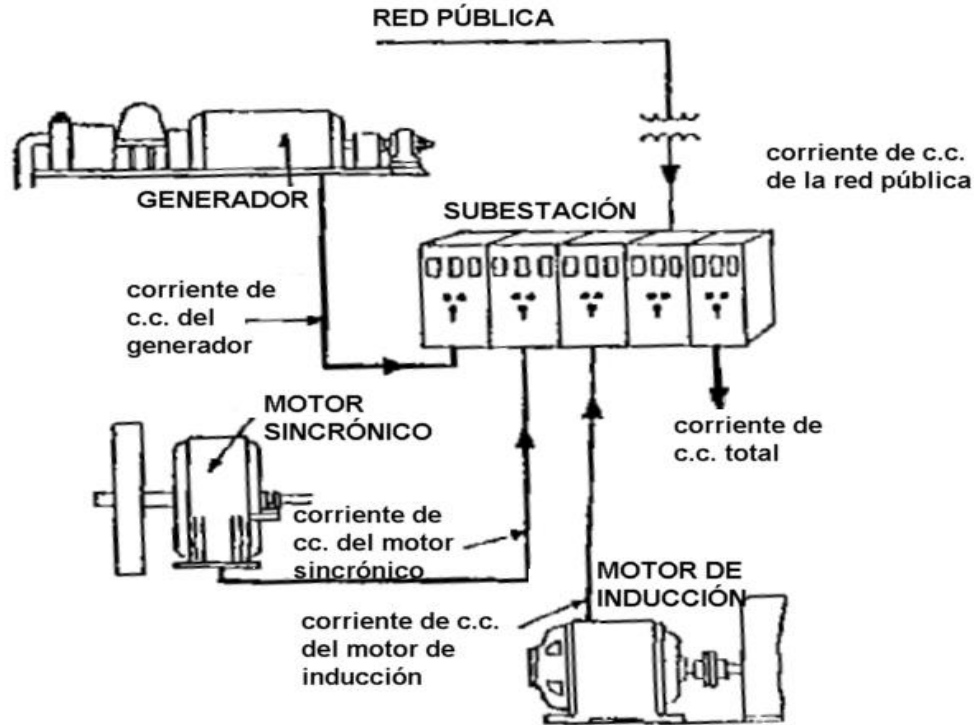


Figura 2.9: Los 4 tipos de fuentes que aportan corrientes de cortocircuito.

2.5.2 Generadores. [9].

Los generadores son manejados por turbinas, de diésel, de agua, vapor, entre muchas otras. Cuando ocurre un cortocircuito sobre un sistema eléctrico por un generador, el generador continúa produciendo voltaje porque el campo de excitación es mantenido y movido primeramente por el generador a velocidad normal. La tensión generada produce una corriente de cortocircuito de gran magnitud que fluye desde el generador al sistema eléctrico. Este flujo de corriente de cortocircuito está limitado solo por la impedancia del generador y del circuito entre el generador y el cortocircuito.

Para un cortocircuito en los terminales del generador, la corriente del generador está limitada solo por su propia impedancia.

2.5.3 Motores síncronos. [9].

Los motores síncronos se construyen como generadores; es decir, tienen un campo excitado por corriente continua y un devanado del estator en el que fluyen corrientes alternas.

Normalmente, los motores síncronos extraen energía de CA de la línea y convierten la energía eléctrica en energía mecánica.

Durante un cortocircuito del sistema, el voltaje en el sistema se reduce a un valor muy bajo. En consecuencia, el motor deja de suministrar energía a la carga mecánica y comienza a disminuir. Sin embargo, al igual que el motor principal impulsa el generador. La inercia de la carga y el motor. El motor síncrono se convierte en un generador y genera una corriente de cortocircuito. La cantidad de corriente de cortocircuito producida por el motor depende de la impedancia del motor síncrono y la impedancia del sistema hasta el punto de cortocircuito.

2.5.4 Motores de inducción. [9].

La inercia de la carga y el rotor de un motor de inducción tienen el mismo efecto en un motor de inducción que en un motor síncrono; es decir, conduce el motor después de que se produce el cortocircuito del sistema. Hay una diferencia importante, el motor de inducción no tiene bobinado de campo CC, pero hay un flujo en el motor de inducción durante el funcionamiento normal. Esto actúa como el flujo producido por el campo de CC que enrolla el motor síncrono. El campo del motor de inducción producido por inducción desde el estator más que desde el devanado de cd. El flujo del rotor permanece normal siempre que se aplique voltaje al estator desde una fuente externa. Sin embargo, si la fuente externa de voltaje se eliminó repentinamente, tal como cuando ocurre un cortocircuito en el sistema, el flujo en el rotor no puede cambiar instantáneamente.

Debido a que el flujo del rotor no puede decaer instantáneamente y debido a que la inercia de la parte giratoria acciona el motor de inducción, se genera una tensión en el devanado del estator. Esto hace que una corriente de cortocircuito fluya al cortocircuito hasta que el flujo del rotor decaiga a cero. La corriente de cortocircuito desaparece casi por completo en aproximadamente cuatro ciclos ya que no hay una corriente de campo sostenida en el rotor para proporcionar flujo, en el caso de una máquina síncrona.

El flujo dura lo suficiente como para producir la corriente de cortocircuito suficiente como para afectar el servicio momentáneo de los interruptores automáticos que se abren dentro de uno o dos ciclos después de una corriente de cortocircuito.

2.5.5 Alimentadores (compañía de suministro eléctrico). [9].

La compañía suministradora de energía o el transformador de suministro (alimentador), del sistema del consumidor a menudo se consideran una fuente de corriente de cortocircuito. Estrictamente hablando, esto no es correcto porque la compañía suministradora de energía o el transformador de suministro simplemente entregan la corriente de cortocircuito de los generadores de la compañía suministradora de energía (alimentador). Los transformadores simplemente modifican el voltaje del sistema y la magnitud de la corriente, pero no generan ninguno. La corriente de cortocircuito entregada por un transformador está determinada por su clasificación de tensión secundaria y su impedancia, y las impedancias de los generadores y el sistema.

2.5.6 Reactancias de las máquinas rotatorias. [9].

La impedancia de una máquina rotativa consiste principalmente en reactancia y no es un valor simple como lo es para un transformador o una línea de transmisión o cable de potencia, sino que es compleja y variable con el tiempo. La expresión de dicha reactancia variable en cualquier instante requiere una fórmula complicada que involucre el tiempo como una de las variables. Por lo tanto, en aras de la simplificación, se asignan tres valores de reactancia a los generadores y motores con el fin de calcular la corriente de cortocircuito en momentos específicos. Estos valores se llaman reactancia subtransitoria, reactancia transitoria y reactancia síncrona y se describen de la siguiente manera:

1. Reactancia subtransitoria (X''_d) - es la reactancia aparente del bobinado del estator en el instante en que se produce un cortocircuito, y determina el flujo de corriente durante los primeros ciclos después del cortocircuito.
2. Reactancia transitoria (X'_d) - determina la corriente que sigue al período cuando la reactancia subtransitoria es el valor de control. La reactancia transitoria es efectiva hasta un segundo o más, dependiendo del diseño de la máquina.
3. Reactancia síncrona (X_d) - es la reactancia que determina el flujo de corriente cuando se alcanza una condición de estado estable. No es efectiva hasta varios segundos después de que ocurre el cortocircuito; en consecuencia, generalmente no se usa en cálculos de cortocircuito.

2.6 VALORES EN POR UNIDAD (Vpu).

Las líneas de transmisión de potencia se operan a niveles en los que el kilovoltio (Kv) es la unidad más conveniente para expresar sus voltajes. Debido a que se transmite una gran cantidad de potencia, los términos comunes son el KW o MW y los KVA O MVA. Sin embargo, estas cantidades, al igual que los amperes y los ohms, se expresan frecuentemente en porciento o en por unidad de un valor base o de referencia especificado para cada uno.

$$\text{Valor en por unidad} = \frac{\text{Valor real } [\Omega, A, VA \dots]}{\text{Valor base } [\Omega, A, VA \dots]} \quad (2.1)$$

$$V_{pu} = \frac{V_{real}}{V_b} \quad (2.2)$$

$$Z_{pu} = \frac{Z_{real}}{Z_b} \quad (2.3)$$

$$I_{pu} = \frac{I_{real}}{I_b} \quad (2.4)$$

$$S_{pu} = \frac{S_{real}}{S_b} \quad (2.5)$$

- Valor real – es el valor medido o de dato de placa del cual se requiere obtener un valor en por unidad.
- Valor base – puede ser un valor nominal de placa de datos o un valor cualquiera que sirve como referencia para considerar el valor en por unidad.

Por lo regular en un sistema eléctrico se especificara la potencia en MVA y el voltaje en KV, por lo cual para el caso de la impedancia, la impedancia base (Z_b) puede ser calculada como en la siguiente ecuación:

$$Z_b = \frac{(V_b)^2}{S_b} \quad (2.6)$$

2.6.1 Cambio de valores en por unidad a nuevos valores en por unidad.

Generalmente las impedancias en por unidad, de los dispositivos eléctricos son dadas con base en voltioamperios y voltaje de diseño de este. Si este aparato formara parte de un sistema que tiene otras bases, es necesario referir el valor por unidad de dicho aparato a las bases del sistema, para pasar estos dispositivos eléctricos a sus nuevas bases y en su nueva impedancia al sistema nuevo se utiliza la ecuación 2.7.

$$Z_{puN} = \left(\frac{\%X}{100}\right) \left(\frac{KVAb}{KVAd}\right) \quad (2.7)$$

Donde:

Z_{puN} = impedancia en por unidad nueva.

$\%X$ = impedancia del dispositivo electrico.

$KVAb$ = potencia base del sistema.

$KVAd$ = potencia del dispositivo.

2.6.2 Ventajas de usar valores en por unidad.

Algunas de las ventajas de usar valores en por unidad son:

1. Su representación da como resultado datos más significativos donde las magnitudes relativas de todas las magnitudes de circuito similares se puede comparar directamente.
2. La impedancia equivalente en por unidad de cualquier transformador es lo mismo cuando se refiere al lado primario o al secundario.
3. La impedancia en por unidad de un transformador en un sistema trifásico, es el mismo que el de las conexiones de bobinado (estrella-delta, estrella-estrella o delta estrella).
4. El método en por unidad es independiente de los cambios de voltaje cambios de fase a través de transformadores, donde la base las tensiones en los bobinados son proporcionales al número de vueltas de los devanados.
5. Los fabricantes generalmente especifican la impedancia del equipo en por unidad o porcentaje en la placa de datos del equipo, como clasificación de potencia

(generalmente KVA) y tensión (V o KV). Por lo tanto, la impedancia nominal se puede usar directamente si las bases elegidas son las mismas que las clasificaciones de la placa de datos.

6. Hay menos posibilidades de confusión entre potencia monofásica y trifásica, o entre línea a línea o voltaje de línea a neutro.
7. El método en por unidad es muy útil para simular el comportamiento de estado estacionario y transitorio de los sistemas de potencia en ordenadores.

Un ejemplo sencillo de cálculos de valores en por unidad, utilizando la ecuación 2.2.

Datos:

$V_{medido} = 13.7 \text{ Kv} = \text{Valor real.}$

$V_{nom} = 13.8 \text{ Kv} = V_{base}$

$$V_{pu} = \frac{V_{real}}{V_{base}} = \frac{13.7 \text{ Kv}}{13.8 \text{ Kv}} = 0.992 \text{ puV} \quad (2.8)$$

2.7 MÉTODOS DE ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO. [10].

Existen diferentes métodos para el cálculo de las corrientes de cortocircuito, unos extensamente conocidos y algunos otros poco populares y más bien desarrollados para satisfacer las necesidades de empresas particulares, sin ser ampliamente difundidos. Dentro de esos métodos matemáticos se han seleccionado cuatro, por su amplio empleo en el análisis de sistemas y las diferencias que presentan a lo largo del desarrollo del análisis, siendo los siguientes:

- Método de equivalente de Thévenin.
- Método de los MVA.
- Método de las componentes simétricas.
- Método de la matriz de impedancias (Y_{bus} , Z_{bus}).

Por la índole de los valores de análisis requeridos, estos métodos son empleados de forma específica en problemas de sistemas eléctricos, ya que dentro de estos existen algunos que permiten efectuar estudios más detallados que otros, con ciertas ventajas en sus procedimientos que facilitan además la obtención de los valores requeridos, siendo el empleo

de cada uno práctico para el análisis de problemas específicos. A continuación se describe el procedimiento requerido por cada uno de los métodos antes mencionados, que permiten obtener los valores de corrientes y potencias de cortocircuito.

2.7.1 Método del equivalente de Thévenin. [10].

Con el fin de poder efectuar los cálculos de cortocircuito en los sistemas eléctricos, se hace necesario transformar la representación del sistema original (diagrama unifilar), a un sistema equivalente en el cual las impedancias de todos los elementos queden referidas a nuestra base común de tensión, o bien a una base común de potencia.

Según enuncia el teorema de Thévenin, cualquier sistema se puede reducir a una sola impedancia en el punto de falla por combinaciones sucesivas serie o paralelo o por transformaciones delta-estrella alimentada por una fuente de tensión en serie como se muestra en la Fig. 2.10.

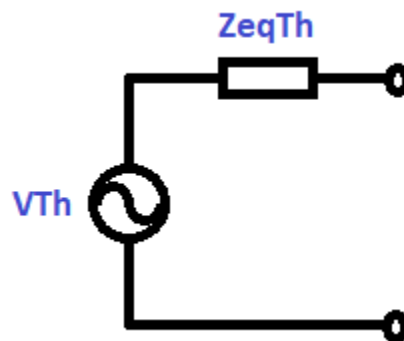


Figura 2.10: *Circuito de Thévenin.*

Los pasos a seguir para efectuar el cálculo son los siguientes:

1. Trazar un diagrama unifilar mostrando todas las fuentes de cortocircuito y todos los elementos de impedancia. El diagrama unifilar debe incluir el suministro del exterior, generadores, motores síncronos y de inducción, así como los elementos importantes por su impedancia tales como transformadores, reactores, cables, barras conductoras e interruptores.
2. Seleccionar una base apropiada en KVA que sea común para todos los niveles de tensión. Se recomienda el empleo de magnitudes como 1,000, 10,000, 100,000 o

múltiplos de 10, o simplemente si es una red grande tomar 100 MVA. Se seleccionan potenciales básicos distintos para cada nivel de tensión nominal. También se seleccionan los potenciales de los transformadores de mayor capacidad y los niveles de tensión más elevados como valores base.

3. Obtener los valores apropiados de reactancia o impedancia de la información del fabricante de cada elemento del sistema eléctrico. En las fuentes rotatorias de CA la reactancia se modifica dentro de un lapso muy corto de tiempo después del inicio de la falla, desde la reactancia subtransitoria (X''_d), la reactancia transitoria (X'_d) y hasta la reactancia síncrona (X_d). Los motores de inducción solo tienen asignada la reactancia subtransitoria (Z''_d).
4. Trazar un diagrama unifilar de reactancias o impedancias en por unidad sobre una base seleccionada. Se usan principalmente magnitudes de reactancias, debido a que generalmente la resistencia de los componentes de los sistemas corresponden a un reducido porcentaje de la reactancia de los componentes considerados en el cálculo, y se comete un error insignificante al despreciarla. Esto es aplicable a sistemas de media y alta tensión, pero para sistemas eléctricos de baja tensión (≤ 600 v) si es necesario tomar en cuenta los valores de resistencia de los elementos considerados en los estudios de cortocircuito.
5. Integrar todas las reactancias o impedancias en una única equivalente de Thévenin que incluya todas las reactancias entre la barra conductora de reactancia cero y el punto de falla. La reactancia o impedancia equivalente de Thévenin en por unidad expresada sobre la base seleccionada, se usa para determinar la corriente de cortocircuito y los KVA en el punto de falla.
6. Determine la corriente de cortocircuito simétrica.
7. Determinar la corriente de cortocircuito asimétrica o las demás fallas existentes como doble línea a tierra o entre fases según se requiera.

2.7.2 Método de los MVA. [10].

Donde no es necesario considerar la resistencia de los elementos que integran el sistema, se puede emplear un método sencillo para calcular la potencia de cortocircuito simétrico en MVA y a partir de este valor calcular la corriente de cortocircuito. Este método es ampliamente utilizado para análisis de sistemas eléctricos de potencia en donde los niveles de tensión son altos, para este método se debe seguir los siguientes pasos:

1. Convertir la impedancia de los equipos, de las líneas y alimentadores directamente a MVA de cortocircuito mediante las ecuaciones 2.9, 2.10, 2.11.
2. Dibujar dentro de rectángulos o círculos todos los MVA de cortocircuito de equipos, alimentadores y líneas siguiendo el mismo arreglo que estos tienen en el diagrama unifilar.
3. Sucesivamente combinar los MVA de cortocircuito del sistema hasta encontrar un valor equivalente en el punto de falla. Los valores en paralelo se suman directamente y los valores que están en serie se combinan como si fueran impedancias en paralelo.
4. Calcular la corriente de cortocircuito trifásica, en amperes, para el punto de falla.

Para las ecuaciones 2.9, 2.10, 2.11, para el paso número 1, que es convertir la impedancia de los equipos y alimentadores a MVAcc.

$$MVAcc = \frac{MVA_{equipox100}}{X\%del\ equipo} \quad (2.9)$$

Donde:

$MVAcc = MVA$ de potencia del equipo.

$X\%del\ equipo =$ la reactancia del equipo en por ciento.

$$MVAcc = \frac{MVA_{equipox100}}{Xpudel\ equipo} \quad (2.10)$$

Donde:

$MVAcc = MVA$ de potencia del equipo.

$Xpudel\ equipo =$ la reactancia del equipo en por unidad.

Y para sacar las potencias de cortocircuito de las líneas se emplea la ecuación 2.11.

$$MVAccL = \frac{KV_{LL}^2}{X\Omega} \quad (2.11)$$

Utilizando estas ecuaciones anteriores es como se convierten todos los dispositivos, alimentadores, líneas en MVAcc, para proceder a realizar los pasos 2 y 3, para al final del paso 4 se utilice la ecuación 2.12 y poder calcular la corriente de cortocircuito en el punto de falla.

$$ICC = \frac{MVAccx1000}{\sqrt{3xKV_{LL}}} \quad (2.12)$$

2.7.3 Método de las componentes simétricas. [10].

El método de las componentes simétricas es ampliamente utilizado en el cálculo de corrientes de falla en sistemas de media y alta tensión, y a diferencia de los métodos del equivalente de Thévenin y los MVA, este permite efectuar el cálculo de fallas desbalanceados en los sistemas eléctricos, también proporciona un punto muy explícito que permite apreciar perfectamente; porque en ocasiones las corrientes de falla monofásicas pueden ser más grandes y por lo tanto más peligrosas y potencialmente destructivas en un sistema eléctrico, que las fallas trifásicas. Esto se observa una vez que el diagrama de secuencia cero se elabora.

A lo largo de la descripción del desarrollo de este método convencional de cálculo, se adicionan notas con el fin de describir de la manera más precisa la secuencia de pasos requeridos para la aplicación adecuada de las componentes simétricas, además de tener como ejemplo de desarrollo matemático, la resolución del sistema propuesto.

1. Expresar los valores de reactancia o impedancia de los elementos a considerar en el cálculo en el Sistema en por unidad estableciendo magnitudes base de tensión y potencia.
2. Dibujar las redes de secuencia positiva, negativa y cero, tomando especial atención en el tipo de conexión de las maquinas eléctricas para la elaboración del diagrama de secuencia cero.
3. Reducir las redes de secuencia a su equivalente de Thévenin, en el punto de falla.
4. Aplicar la ecuación correspondiente para obtener el valor de corriente de falla.

2.7.4 Método de la matriz de impedancias de barra (Zbus y Ybus). [10].

Cuando se tienen sistemas de potencia trifásicos con “n” numero de barras, es conveniente calcular las corrientes y tensiones de falla por medio del método de la matriz de impedancias de barra, el cual se basa en las ecuaciones de nodos, en donde se considera como nodo a las barras existentes en el sistema, el método se basa en las ecuaciones que se muestran a continuación, llamadas “ecuaciones de nodo”.

$$Y_{11}V_1 + Y_{12}V_2 + Y_{13}V_3 + \dots + Y_{1n}V_n + \dots + Y_{1N}V_N = I_1 \quad (2.13)$$

$$Y_{21}V_1 + Y_{22}V_2 + Y_{23}V_3 + \dots + Y_{2n}V_n + \dots + Y_{2N}V_N = I_2 \quad (2.14)$$

$$Y_{31}V_1 + Y_{32}V_2 + Y_{33}V_3 + \dots + Y_{3n}V_n + \dots + Y_{3N}V_N = I_3 \quad (2.15)$$

$$Y_{n1}V_1 + Y_{n2}V_2 + Y_{n3}V_3 + \dots + Y_{nn}V_n + \dots + Y_{nN}V_N = I_n \quad (2.16)$$

$$Y_{N1}V_1 + Y_{N2}V_2 + Y_{N3}V_3 + \dots + Y_{Nn}V_n + \dots + Y_{NN}V_N = I_N \quad (2.17)$$

En forma matricial, estas ecuaciones se expresan de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} & \dots & Y_{1n} & \dots & Y_{1N} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} & \dots & Y_{2n} & \dots & Y_{2N} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \dots & \cdot & \dots & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \dots & \cdot & \dots & \cdot \\ Y_{n1} & Y_{n2} & Y_{n3} & \dots & Y_{nn} & \dots & Y_{nN} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \dots & \cdot & \dots & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \dots & \cdot & \dots & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \dots & \cdot & \dots & \cdot \\ Y_{N1} & Y_{N2} & Y_{N3} & \dots & Y_{Nn} & \dots & Y_{NN} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ \cdot \\ \cdot \\ V_n \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ V_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ \cdot \\ \cdot \\ I_n \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ I_N \end{bmatrix}$$

En donde la corriente está dada por la ecuación siguiente:

$$[Y][V] = [I] \quad (2.18)$$

El procedimiento para obtener la corriente y potencia de falla en un sistema eléctrico por método de la matriz de impedancias es la siguiente:

1. A partir del diagrama unifilar del Sistema bajo análisis, identificar el número de barras que componen el Sistema.
2. Expresar las reactancias o impedancias en el sistema en por unidad refiriendo los valores a una unidad base, preferentemente de tensión y potencia.
3. Reducir a una única impedancia equivalente por método de equivalente de Thévenin a dos o más impedancias que se encuentren conectadas a un solo lado de la barra.
4. Elaborar el diagrama de secuencia positiva del sistema eléctrico bajo estudio.

5. Expresar los valores de reactancia en sus valores equivalentes de admitancia.
6. Construir la matriz de admitancia, a partir del diagrama de secuencia positiva.
7. Invertir la matriz de admitancias, empleando cualquier modelo matemático.
8. Con el valor obtenido de impedancia equivalente en un punto de falla, calcular los valores de corriente y potencia de cortocircuito.

El sistema se modela por medio de su red de secuencia positiva, donde las líneas y transformadores están representados por reactancias en serie y las máquinas están representadas por fuentes de tensión constante, todas las resistencias serie, admitancias en paralelo, e impedancias de carga no rotatorias se desprecian.

2.8 FILOSOFÍA DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN. [11].

La protección de un equipo consiste en evitar el daño parcial o total del mismo, dicha protección se logra al aislar el equipo ante la existencia de alguna sobrecorriente o sobretensión. La protección por relevadores es una característica muy importante que se implementa en los diseños de los sistemas eléctricos de potencia, dicha característica está relacionada con mantener tanto la calidad como continuidad del servicio ante eventos adversos como lo son las fallas, procurando que estas fallas se presenten mínimamente durante un tiempo corto y con esto brindar confiabilidad y seguridad al sistema.

La función de proteger por relevadores está basada en la desconexión del sistema en forma parcial o total cuando el sistema comienza a funcionar anormalmente, y esto pueda generar algún daño o interfiera de forma directa con el funcionamiento eficaz del sistema.

Esta protección actúa directamente sobre los interruptores, que son los elementos del sistema que desconectan el equipo defectuoso o en falla, los interruptores están localizados de tal manera que cada uno de los elementos pueda desconectarse totalmente del sistema.

Un aspecto muy importante es la selección correcta de los interruptores, los cuales deben tener la capacidad suficiente para que puedan soportar momentáneamente la corriente de cortocircuito que pueda llegar a ellos y poder interrumpir esa corriente. [8].

2.8.1 Simplicidad. [11].

Este criterio hace referencia al uso en menor cantidad de equipo y conexión del equipo para que el sistema de protecciones tenga una excelente funcionalidad, destacando que una protección o en un sistema de protección se debe evitar complejidades innecesarias, ya que éstas serían fuentes de riesgo que comprometerían el cumplimiento de las propiedades que deben caracterizar su funcionamiento.

2.8.2 Selectividad. [11].

La selectividad es la capacidad que debe tener la protección para, una vez detectada la existencia de falla, discernir si la misma se ha producido dentro o fuera de su área de vigilancia y dar orden de disparar los interruptores aledaños al sitio de falla que controla, cuando así sea necesario para despejar la falla. Si la falla se ha producido dentro del área vigilada por la protección ésta debe dar la orden de abrir los interruptores que aislen el circuito en falla. Si, por el contrario, la falla se ha producido fuera de su área de vigilancia, la protección debe dejar que sean otras protecciones las que actúen para despejarla, ya que su actuación en caso de no ser necesaria dejaría fuera de servicio un número de circuitos más elevado que el estrictamente necesario para aislar la falla y, consecuentemente, implicaría un innecesario debilitamiento del sistema. Existen diversas formas de dotar a las protecciones de la característica de selectividad. En algunos casos, la propia configuración de la protección hace que solamente sea sensible ante fallas ocurridas en su área de protección y, por tanto, la selectividad resulta ser una cualidad inherente al propio funcionamiento de la protección. En los casos en que las protecciones si son sensibles a fallas ocurridas fuera de su área de vigilancia la selectividad puede lograrse, por ejemplo, mediante un adecuado ajuste de condiciones y tiempos de actuación en coordinación con el resto de protecciones relacionadas.

2.8.3 Economía. [11].

La valoración económica no debe restringirse solamente al elemento directamente protegido, sino que debe tener en cuenta las consecuencias que implicarían el fallo o funcionamiento anómalo del mencionado elemento.

2.8.4 Confiabilidad. [8].

Una protección fiable es aquella que responde siempre correctamente. Esto significa que la protección debe responder con seguridad y efectividad ante cualquier situación que se produzca. No debe confundirse la respuesta de la protección con su actuación u operación. La protección está vigilando continuamente lo que pasa en el sistema y, por tanto, está respondiendo en cada instante en función de las condiciones que en él se producen. En consecuencia, la respuesta de la protección puede ser tanto de actuación como de no actuación. Por otra parte, cuando la protección debe actuar, es necesario que todas las etapas que componen el proceso de despeje de la falla sean cumplidas correctamente.

El fallo en cualquiera de ellas implicaría que la orden de actuación dada por la protección no podría ser cumplida con la debida obediencia por el interruptor correspondiente.

Se debe tener en cuenta que una protección solamente actúa en condiciones de falla y que estas condiciones son escasas y excepcionales en cualquier sistema eléctrico de potencia moderno. Por tanto, aunque una protección a lo largo de su vida útil va a operar en escasas ocasiones, se debe tener la seguridad de que operará correctamente aunque haya transcurrido un largo periodo de tiempo desde la última ocasión en que haya realizado alguna operación.

2.8.5 Velocidad. [8].

Tras haber sido detectada, una falla debe ser despejada lo más rápidamente posible. Cuanto menos tiempo se tarde en aislar la falla, menos se extenderán sus efectos y menores daños y alteraciones se producirán al reducirse el tiempo de permanencia bajo condiciones anómalas en los diferentes elementos. Todo ello redundará en una disminución de los costes y tiempos de restablecimiento de las condiciones normales de operación, así como de reparación o reposición de equipos dañados.

La rapidez con que puede actuar una protección depende directamente de la tecnología empleada en su construcción y de la velocidad de respuesta del sistema de mando y control de los interruptores automáticos asociados a la misma.

Sin embargo, un despeje óptimo de la falla no exige que todas las protecciones que la detectan actúen de forma inmediata. En función de esta característica las protecciones se clasifican en:

- Protecciones instantáneas: Son aquellas que actúan tan rápido como es posible si es que una falla se ha producido dentro del área que vigilan directamente. En la actualidad, el tiempo usual de despeje de una falla en alta tensión mediante una protección instantánea puede situarse en el entorno de dos o tres ciclos. Si el tiempo de despeje es menor la protección se denomina de alta velocidad.
- Protecciones de tiempo diferido o con retraso de tiempo: Son aquellas en las que de manera intencionada se introduce un tiempo de espera que retrasa su operación, es decir, que retrasa el inicio de la maniobra de apertura de interruptores una vez que ha sido tomada la decisión de operar.

2.8.6 Protección de sobrecorriente (50/51). [11].

La protección de sobrecorriente, en los sistemas de protección es de las más comunes, debido a que una sobrecorriente es la anomalía que ocurre con mayor frecuencia y es definida de la siguiente manera:

- La protección de sobrecorriente es la protección que actúa al existir un aumento de corriente por arriba de los valores normales de operación.

El funcionamiento del esquema de protección depende de lo siguiente:

- a) El nivel mínimo de corriente establecido para su operación (Pick Up).
- b) El tiempo en el cual la protección opera, es decir, la respuesta que tendrá el esquema de protección con respecto al tiempo.

La protección de sobrecorriente instantánea es aquella que actúa, en un rango promedio de 2 a 3 ciclos al existir una corriente mayor establecida en los ajustes. Esta protección es utilizada generalmente en los sistemas radiales.

La protección de sobrecorriente con retardo de tiempo es aquella que su tiempo de operación varía en forma inversa a la corriente que circula por el relevador, es decir, a mayor corriente menor el tiempo de operación. Esta característica de operación puede ser:

- De tiempo definido.
- De tiempo inverso.
- De tiempo muy inverso.

- De tiempo extremadamente inverso.

Una vez definida la característica de operación, se buscan las curvas correspondientes, las cuales difieren por el rango en el cual el tiempo de operación decrece al aumentar el valor de la corriente. Los esquemas de protección de sobrecorriente se implementan para proteger las fases o el neutro del sistema.

El esquema de fases es utilizado para que el relevador opere al existir una falla bifásica o trifásica en el sistema eléctrico, utilizado principalmente en sistemas radiales. El esquema de neutro es utilizado para que el relevador opere al existir una falla monofásica o bifásica a tierra, utilizado de igual forma en sistemas radiales pero también en transformadores. Cada esquema contempla su protección instantánea y su protección con retardo de tiempo.

2.8.7 Políticas para la filosofía de protecciones apegadas a CFE. [11].

Para dar una correcta protección a los sistemas de potencia, es necesario establecer una terminología, la cual permite precisar los conceptos, esta terminología es mostrada a continuación:

- Ajuste: Es un valor dado, para que el relevador pueda operar en distintas condiciones.
- Tiempo de operación (TO): Es el tiempo transcurrido, entre el instante de aplicación de la cantidad ajustada del relevador hasta alcanzar su valor de disparo, esto en conjunto con el instante en que operan sus contactos.
- Dial de tiempos (TD): El dial de tiempo es definido como el control que determina el valor de la integral en el que se acciona la salida de disparo, y por lo tanto, controla la escala de tiempo de la característica tiempo-corriente producida por el relevador.
- TAP: En los relevadores electromecánicos se utilizaban transformadores auxiliares internos para reducir la corriente a valores aceptables para la bobina de operación del relevador. En los relevadores microprocesados modernos, se conserva la utilización del TAP.
- Pick-Up: nivel de corriente mínima de operación, es aquel valor de corriente en donde el relevador inicia su operación.
- Relación del transformador de corriente (RTC): La relación de transformación se define como el aumento o decremento que presenta la señal de salida del

transformador respecto a la señal de entrada.

Los ajustes necesarios para poder tener una correcta protección se obtienen de la filosofía de protección de la Comisión Federal de Electricidad, los cuales se muestran a continuación [8].

2.8.8 Protección de alimentadores de 13.8 KV. [11].

De acuerdo con la especificación CFE G0000-65 “Esquemas Normalizados de Protecciones para Líneas de Transmisión, Subtransmisión y Distribución” la protección de alimentadores consiste en una protección de sobrecorriente de fases (50/51) y de neutro residual (50N/51N) y debe apegarse a lo siguiente:

- Debe cumplir con la especificación CFE G0000-81 “Características Técnicas para Relevadores de Protección”.
- Tener tres unidades de medición de corriente para fallas entre fases y una unidad de medición de corriente para fallas de fase a tierra, con curvas características de operación corriente vs. tiempo seleccionable que cumplan con las normas IEC y ANSI.
- Tener tres unidades de medición de corriente para fallas entre fases y una unidad de medición de corriente para fallas de fase a tierra, con operación instantánea.
- Debe contar con salidas de disparo independientes para unidades de tiempo instantáneas.
- Función de recierre integrada (79).
- Registro oscilográfico de fallas y eventos, además de una función de autodiagnóstico.

2.8.9 Protección por cortacircuitos fusible en alimentadores de 13.8 KV. [7].

También son conocidos como cuchillas fusible o cajas primarias y son de uso común en sistemas de distribución. Están diseñados para la protección de transformadores y otros equipos (incluyendo el seccionamiento de derivaciones de red) en circuitos de hasta 34.5 kV y 200 A continuos, cumpliendo con las Normas ANSI C37.41 1981 (Incontec 2132), ANSI C37.42 – 1981 (Incontec 2133). Su construcción fuerte en bronce o aluminio, contactos resortados plata-plata y otros buenos materiales lo hacen prácticamente libre de

mantenimiento durante toda su vida útil. Se pueden encontrar comercialmente de acuerdo con su aplicación clasificados como: tipo interior, tipo intemperie (con y sin porta fusibles), tipo hilo de apertura y fusión, en aceite, en arena (empleados en sistemas de distribución subterráneos).

La Fig. 2.11 muestra un cortacircuitos fusible tipo intemperie (usado en redes aéreas) y se indican cada uno de sus componentes.

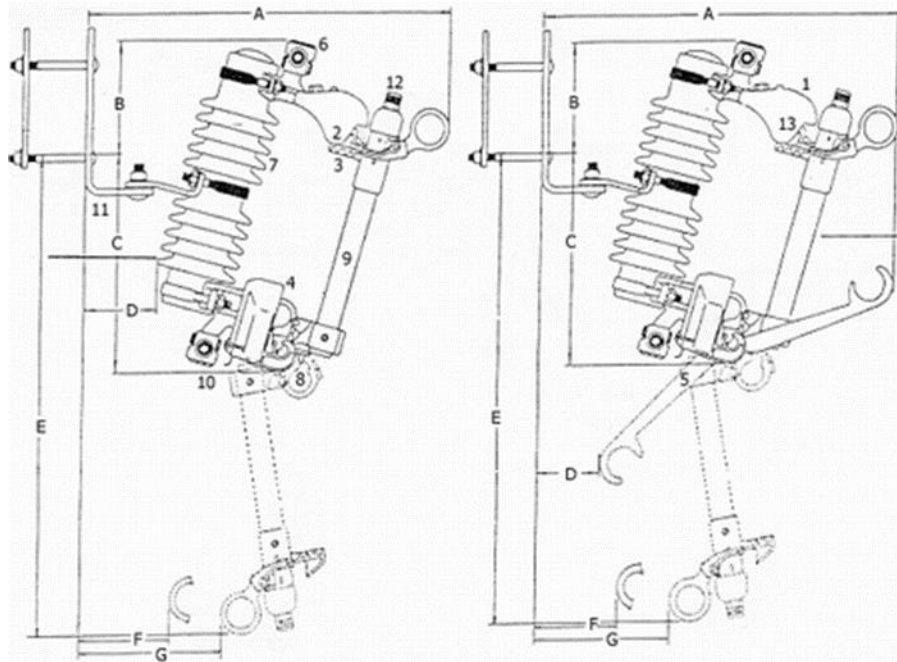


Figura 2.11: Cortacircuitos fusible tipo intemperie (usado en redes de distribución).

A continuación se identifican y describen los componentes de los cortacircuitos fusible mostrado en la figura 2.11.

1. Coraza: Guía los contactos durante la operación de cerrado garantizando un ajuste perfecto. Cuando los cortacircuitos está cerrado la coraza provee de aseguramiento por enganche positivo de modo que el aparato no se abra debido a vientos fuertes o vibraciones del poste.
2. Contactos (Plata-Plata): Los contactos se fabrican en aleación especial de cobre al berilio (material de propiedades eléctricas y mecánicas ideales para contactos eléctricos) con baño de plata. Los contactos son auto limpiantes y están provistos de topes que evitan daños por operaciones bruscas.

3. Anillo de operación: Estos componentes diseñados para trabajo pesado dan completo control al operario para la remoción y colocación de la cañuela cuando se necesite cambiar el fusible.
4. Anillo de remoción de la vela: igual que el anterior.
5. Articulación: La alta resistencia de esta estructura permite cerrar los cortacircuitos con fuerza, desde posiciones diferentes a la frontal.
6. Terminal tipo tornillo de ojo (Fundición de bronce, galvanizado en caliente): Adaptables para cualquier calibre estándar de cable de Aluminio o Cobre, desde No 6 sólido hasta 4/0 A.C.S.R.
7. Aislador: En porcelana sólida, con herrajes de sujeción embutidos para mayor fortaleza estructural.
8. Sistema de eyección: Compuesto por un trinquete resortado en acero inoxidable el cual evita que al cerrar el cortacircuitos el fusible se someta a esfuerzos excesivos, también ayuda a la separación rápida del fusible en el momento de una falla. Adicionalmente el Porta fusible tiene otro resorte de acero inoxidable que facilita la operación de apertura y garantiza que no se quedará pegado en caso de una corriente de falla.
9. Tubo Portafusible: En fibra de vidrio reforzada con resinas epóxicas (o resinas fenólicas para bajas capacidades de interrupción), en el momento de una falla libera gases a alta presión que contribuyen a la extinción de arco.
10. Tope de fin de carrera: Limita el recorrido de la cañuela al abrirse el cortacircuitos.
11. Herraje de montaje tipo NEMA.
12. Tapón renovable: Durante fallas de baja intensidad el tapón permanece en su sitio causando una gran turbulencia en los gases liberados de modo que actúen más eficientemente en la extinción del arco. Durante fallas de alta intensidad, la alta presión alcanzarla por los gases hace que el disco del tapón sea expulsado permitiendo la expulsión de gases por ambos lados de la vela, el doble venteo hace mínimo el esfuerzo (causado por la reacción a chorro de los gases liberados) sobre el cortacircuitos y sus estructuras de soporte. Los tapones de repuesto son suministrados por la fábrica a un costo mínimo.

-
13. Ganchos para apertura bajo carga con Load-Buster -tool (Herramienta para apertura con carga - rompecargas).

2.8.10 Operación de los cortacircuitos fusible. [7][8].

La mayoría de las cuchillas fusible operan bajo el principio de expulsión para lo cual, el tubo que contiene el elemento fusible (listón fusible) que puede ser de fibra emite gases desionizantes para confinar el arco eléctrico producto de la interrupción. El principio de operación es relativamente simple. Cuando se interrumpe la corriente de falla, el tubo de fibra de vidrio (con recubrimiento de ácido bórico en su interior) se calienta cuando se funde el elemento fusible emitiendo gases desionizantes que se acumulan dentro del tubo, forzando, comprimiendo y refrigerando el arco, los gases escapan por la parte inferior del tubo.

La presencia de los gases desionizantes impide el restablecimiento del arco eléctrico auxiliándose en esta función por la turbulencia y presión de los gases, haciendo que se aumente la resistencia dieléctrica del aire atrapado dentro del tubo. [8].

La fusión y separación del elemento fusible libera también el mecanismo de enganche del cortacircuitos, de modo que el soporte del fusible (cañuela porta fusible) cae a la posición de abierto y puede ser localizado con facilidad por el personal de operaciones. La cañuela porta fusible también puede conmutarse en forma manual con un bastón de maniobra (pértiga o rompe cargas). También puede adicionársele a los cortacircuitos accesorios de ruptura de carga de modo que se puede operar como un interruptor de ruptura de carga.

Existen dos tipos de fusibles de distribución:

- De expulsión: Usado principalmente donde la expulsión de los gases no causa problemas como en los circuitos aéreos y equipos no cubiertos.
- Limitadores de corriente: Usados en interiores, para proteger transformadores Pad Mounted, equipos encerrados donde se requiere limitación de energía.

De la selección adecuada de un fusible, cualquiera que sea su tipo dependerá del éxito que se tenga en su aplicación. De manera general, para una correcta selección, es necesario conocer:

- Tensión del sistema.

-
- Nivel de aislamiento.
 - Máxima corriente de cortocircuito en el lugar de instalación.
 - Relación X / R .
 - Máxima corriente de carga (incluyendo tasa de crecimiento).
 - Tipo de sistema aéreo o subterráneo, en delta o en estrella multiaterrizado.

Estos factores permitirán establecer la tensión, corriente de operación y capacidad interruptora que deberá tener el fusible seleccionado.

En fusibles de distribución, la selección depende de la filosofía de protección que se aplique al sistema, en general, los fusibles K (rápidos) desconectan al sistema de fallas en menos tiempo y coordinan mejor con los relevadores. Los fusibles T (lentos) soportan corrientes transitorias mayores (corrientes de arranque de motores, etc) y coordinan mejor con otros fusibles de la misma clase o diferentes.

Para escoger el tamaño mínimo del fusible se debe considerar no sólo la máxima carga normal del lugar de la instalación sino la corriente de arranque y carga fría.

2.8.11 Características de operación de los cortacircuitos fusible. [7].

Por ser 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 los fusibles proporcionan dos curvas características de operación, una de ellas grafica el “tiempo mínimo de fusión” (MMT – minimum melting time) y la otra el “tiempo máximo de limpieza o clareo” (MCT – Total clearing time), en la Fig. 2.12 se observan dichas curvas.

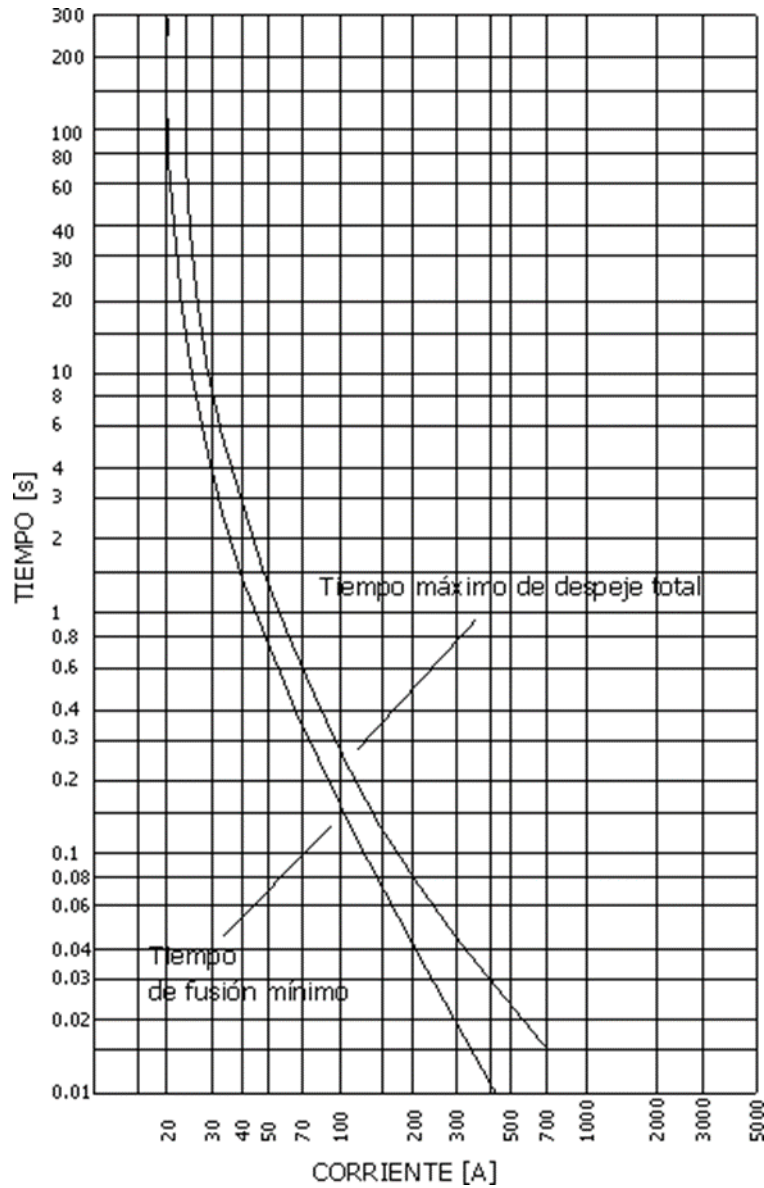


Figura 2.12: Características de operación MMT y MCT para un fusible (curva t-I).

- La curva de tiempo de tiempo mínimo de fusión o MMT (mínimum melting time) es la representación gráfica para el tiempo en el cual el fusible comenzara a fundirse por la acción de una corriente determinada. Dicha curva se usa para coordinar con dispositivos de protección que se encuentren después del fusible en el sentido de la 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 clareo o MCT (total clearing time) es la representación gráfica para el tiempo total en que el fusible interrumpe la circulación de la 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 la circulación de la corriente hacia la falla. Esta curva al igual que la MMT se grafica a 25°C y sin carga inicial.

2.8.12 Valores nominales de cortacircuitos fusibles. [8].

- Voltaje nominal del fusible $V_{nf} \geq V_f - t$ sistema cuando se aplica sobre f-t en un sistema trifásico.
- Corriente de interrupción $I_i \geq$ corriente de falla máxima presente en el punto de ubicación del fusible.
- Corriente nominal continua $I_n \geq$ corriente de carga máxima.

Los fusibles pueden operar en la porción asimétrica de la corriente de falla basados en la relación X/R. Las corrientes de carga y de sobrecarga permitidas por el crecimiento de la carga y los transitorios de corriente tales como:

- Corriente inrush de los transformadores.
- Corrientes a pleno arranque de motores (corriente a plena carga)

Fueron establecidas Normas (EEI-NEMA) que especifican los valores nominales de corrientes y las características t-i para prever la intercambiabilidad eléctrica de fusibles de todos los fabricantes de la misma característica nominal. Las categorías de las corrientes nominales son las siguientes:

- Tamaños preferidos: 6, 10, 15, 25, 45, 65, 100, 140, 200 A.
- Tamaños no preferidos: 8, 12, 20, 30, 50, 80 A.
- Por debajo de 6 Amperios: 1, 2, 3, 5 A.

2.8.13 Criterios de aplicación para coordinación de fusible-fusible. [12].

A causa de corrientes de carga previas, la precarga incrementa la temperatura del fusible causando que el tiempo de fusión sea reducido para todos los valores de la corriente de falla. Cuando aumenta por encima de 25°C el tiempo de fusión decrece y cuando la temperatura ambiente disminuye el tiempo de fusión aumenta. Algunas reglas de coordinación de fusible-fusible son las siguientes:

- 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 subramal del circuito y pudiendo ser el fusible delantero o primario, la protección de un subramal 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 se observa en la ecuación 2.19.

$$t_1 \leq 0.75 * t_2 \quad (2.19)$$

- 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, en la Fig. 2.13 se observa estos criterios y la ecuación anterior.
- Por otra parte cabe señalar que 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 lo anteriormente expuesto y al ser los elementos fusibles los únicos dispositivos de protección que requieren de su remplazo después de operar por una falla, es importante destacar que el liniero debe reemplazar al elemento fundido, por otro mismo tipo y régimen de corriente, siendo recomendable también que sea del mismo fabricante.

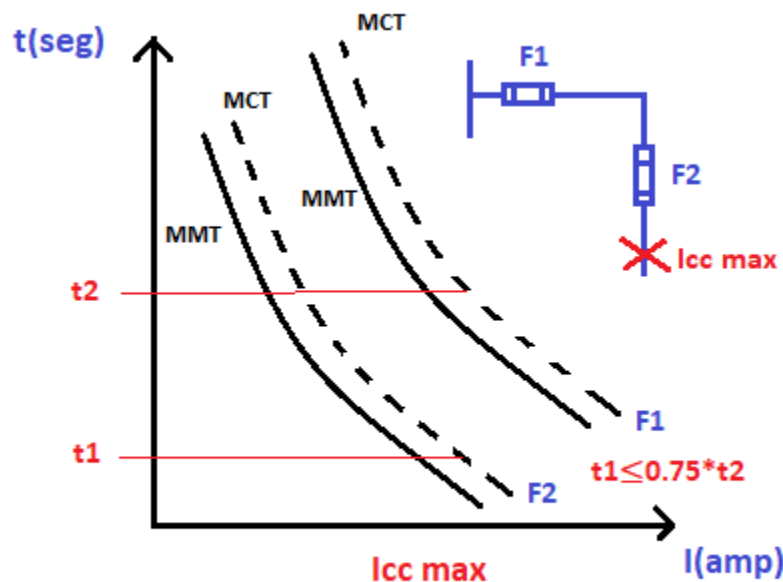


Figura 2.13: Criterio de coordinación de fusible-fusible.

2.8.14 Coordinación fusible-fusible usando curvas tiempo-corriente. [7].

Es un método muy práctico para coordinación de fusibles tipo H, N, T o K. Un estudio típico se muestra de la Fig. 2.14 para parte de un sistema de distribución. Se usarán fusibles de estaño tipo T en todos los dispositivos de protección.

La Fig. 2.15 muestra las curvas de tiempo de fusión mínima y tiempo de despeje máximo para posibles fusibles que pueden ser usados en los puntos A, B y C del sistema. El fusible 15T ratado para 23 A (Tabla 2.1) hará frente a una corriente de carga de 21 A y provee un tiempo despeje máximo de 0.021 s para 1550 en el punto C. El tiempo de fusión mínimo no es un factor crítico si otros dispositivos no necesitan ser coordinados con el último fusible de la rama.

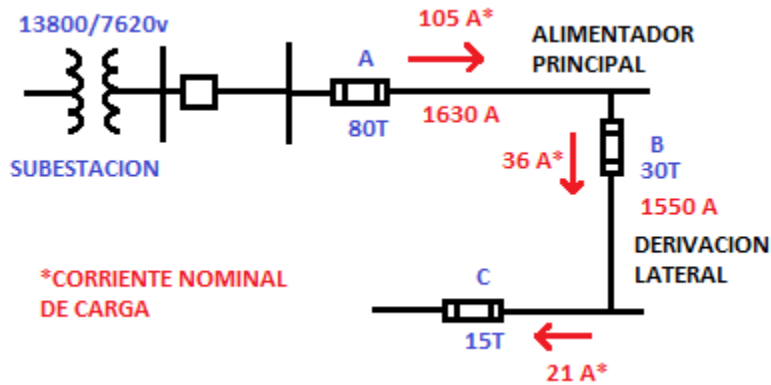


Figura 2.14: Coordinación de fusible-fusible.

Aparece ahora con un nuevo fusible que llevará 36 A continuos de carga, interrumpiendo 1630 A en el punto B y coordinado con el fusible 15T. El fusible 20T no sirve puesto que puede transportar sólo 30 A. El siguiente fusible a seleccionar el 25T que puede llevar 38 A continuamente, pero para el fusible 25T el tiempo mínimo de fusión es de 0.016 s a 1550 A.

Puesto que el fusible 25T se quema antes de que el fusible 15T despeje la falla, la combinación no sirve para coordinación. El tiempo mínimo de fusión del fusible 30T a 1550 A es de 0.031 s.

Para obtener buena coordinación se debe cumplir que la relación:

$$\frac{\text{Tiempo de clareo máximo del fusible protector}}{\text{Tiempo de fusión mínima del fusible protegido}} \times 100 < 75\% \quad (2.20)$$

Que resulta ser mayor al 75% que es el máximo para coordinación (no cumple).

Un fusible 80T interrumpirá satisfactoriamente 1800 A, transportando 105 A continuamente y coordinado con el fusible 30T en el punto B, por lo tanto:

$$\frac{\text{Tiempo de clareo máximo del fusible 30T}}{\text{Tiempo de fusión mínima del fusible 80T}} \times 100 = \frac{0.051}{0.16} \times 100 = 32\% \quad (2.21)$$

Este valor resulta ser menor del 75% y la coordinación es satisfactoria. Los resultados de este estudio se presentan en la Tabla 2.1, en la Fig. 2.15 se observan las curvas tiempo corriente de cada fusible y la coordinación de cada fusible.

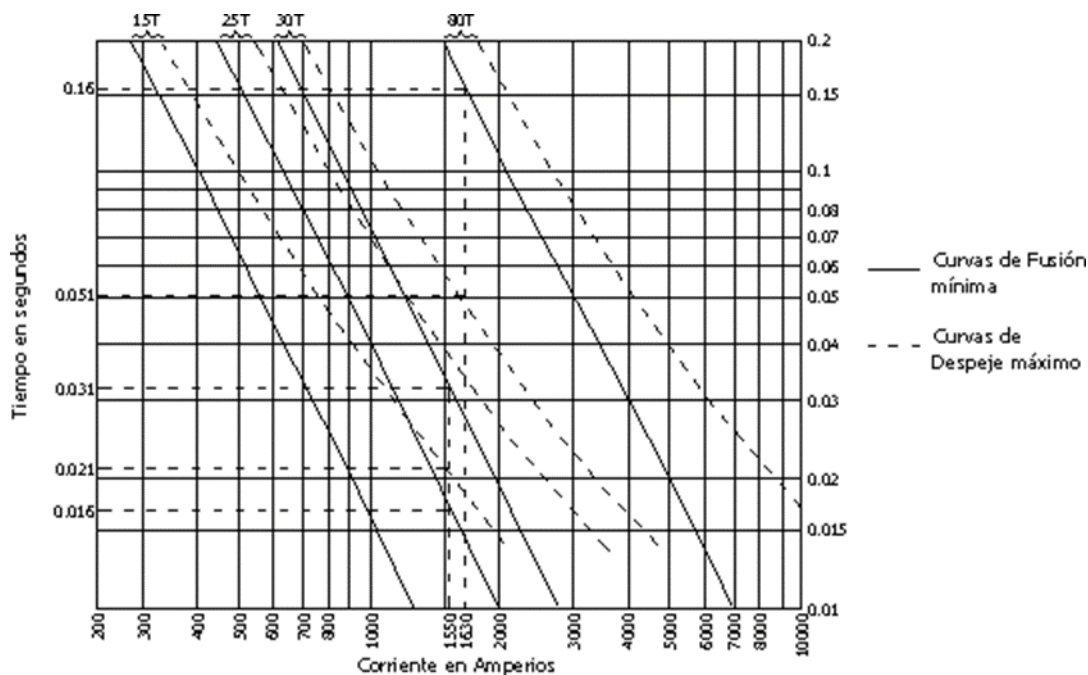


Figura 2.15: Curvas tiempo corriente de la coordinación de la figura 2.14.

Tabla 2.1: Resultados de la coordinación de fusibles-fusibles.

Localización del fusible	Fusible protegido	Fusible protector	Corriente máxima de falla (A)	Corriente de carga (A)	MCT (seg)	MMT (seg)	% MCT/MMT
C	15T			21			
*B (No cumple)	25T	15T	1550	36	0.021	0.0165	1128 (0.021/0.0165)
B	30T	15T	1550	36	0.021	0.031	68 (0.021/0.031)
A	80T	30T	1630	105	0.051	0.160	32 (0.051/0.160)

2.8.15 Otros dispositivos de protección en los sistemas de distribución.

Otros dispositivos importantes en los sistemas eléctrico de distribución son los restauradores automáticos, que no son más que interruptores pero para media tensión que funcionan de forma automática, y los seccionalizadores, que también tienen su funcionamiento automático, solo que no se entrara a profundidad con ellos ya que en este proyecto no se utilizaran y no habrá coordinaciones con estos dispositivos, los únicos dispositivos que se usaran los relés de sobrecorriente y los fusibles.

2.8.16 Restauradores.

El restaurador es un aparato que al detectar una condición de sobrecorriente interrumpe el flujo, y una vez que ha transcurrido un tiempo determinado cierra sus contactos nuevamente, energizando el circuito protegido. Si la condición de falla sigue presente, el restaurador repite la secuencia de cierre-apertura un número de veces más (4 como máximo). Después de la cuarta operación de apertura, queda en posición Lockout (abierto definitivamente).

Si el restaurador se calibra para abrir después de su cuarta operación de apertura, pero la falla es transitoria y se elimina después de su primera, segunda o tercera operación, el restaurador se restablece a la posición original y queda listo para llevar a cabo otro ciclo de operaciones, pero si el restaurador es sometido a una falla de carácter permanente y pasa por un ciclo completo de recierres y aperturas hasta quedar abierto, entonces se debe cerrar manualmente (una vez realizada la reparación de la falla) para volver a energizar la sección de la línea que protege. Los restauradores modernos tienen apertura y cierre tripolar de control electrónico y con interrupción en aceite, SF6 y vacío.

Tipos de restauradores:

1. Restaurador de bobina serie: Detecta la sobrecorriente por medio de una bobina solenoide serie. La energía de disparo se obtiene de la bobina serie y esta a su vez del circuito primario. La fuerza para cerrar los contactos se obtiene de resortes que se cargan después de una operación de disparo.
2. Restauradores de bobina paralelo: detectan la sobrecorriente por medio de TC montados internamente, o por medio de relevadores.

La energía para el disparo no se obtiene directamente del circuito primario sino de una batería que se puede cargar del circuito primario por medio de TC o de TP. La fuerza para abrir los contactos se obtiene de resortes cargados durante la operación de recierre. La fuerza para cerrar los contactos se obtiene de resortes cargados por un motor, de una alimentación del primario o de una bobina solenoide.

Lugares más lógicos de instalación:

- En la subestación que alimente los circuitos primarios.
- Sobre la troncal para seccionarla e impedir que salga de servicio todo un alimentador cuando se presenta una falla al extremo del alimentador.
- En puntos donde se tienen las derivaciones importantes.

Factores de aplicación de restauradores:

1. Tensión del sistema.
2. Máxima corriente de falla en el punto donde se instale en restaurador.
3. Máxima corriente de falla en la zona que protege el restaurador.
4. Coordinación con otros dispositivos de protección.
5. Sensibilidad de fallas a tierra.



Figura 2.16: *Restaurador automático para sistemas de distribución.*

2.8.17 Seccionalizadores automáticos.

La incorporación de este tipo de dispositivos en alimentadores de distribución protegidos por interruptores o restauradores hace posible que las fallas puedan ser aisladas o seccionadas, confinando la zona del disturbio del alimentador a una mínima parte del circuito, y por tanto, afectar solamente a los usuarios conectados a esa derivación. El seccionalizador nunca debe ser instalado en las troncales o derivaciones importantes.

Un seccionalizador es un dispositivo de apertura de un circuito eléctrico que abre sus contactos automáticamente mientras el circuito está desenergizado por la operación de un interruptor o un restaurador. Debido a que este equipo no está diseñado para interrumpir corrientes de falla, se utiliza siempre en serie con un dispositivo de interrupción. Así mismo, como no interrumpe corrientes de falla no tiene características t-I, lo que constituye una de sus mayores ventajas y facilita su aplicación en los esquemas de protección.

El seccionalizador detecta la corriente que fluye en la línea y cuenta el número de veces que opera el dispositivo de interrupción cuando trata de aislar una falla. Esto lo hace en dos pasos: primero, cuando detecta una corriente mayor que un valor previamente fijado se prepara para contar el número de operaciones del dispositivo de interrupción, y posteriormente, cuando se interrumpe la corriente que circula por el o ésta disminuye abajo de cierto valor, empieza el conteo. Si se registra un número de interrupciones predeterminado, en un lapso de tiempo, el seccionalizador abre después que ha operado el interruptor. Cuando ocurre una falla dentro de la zona de influencia de un seccionalizador, la corriente de falla es detectada tanto por el interruptor como por el seccionalizador, preparándose este último para contar el número de recierres del interruptor. Cuando este último opera se desenergiza la línea y, por tanto, la corriente en el seccionalizador es 0, registrando en su memoria una operación del interruptor.

Requerimientos para la aplicación de seccionalizadores:

1. Deben ser usados en aceite con otro dispositivo de protección pero no entre dos restauradores.
2. El dispositivo de protección de respaldo tiene que ser capaz de censar la corriente de falla mínima al final de la zona de protección del seccionalizador.
3. La corriente mínima de falla tiene que ser más grande que la corriente actuante

mínima del seccionizador.

4. Bajo ninguna circunstancia debe excederse los valores nominales momentáneos y de corto tiempo del seccionizador.
5. Si hay dos o más dispositivos de respaldo conectados en serie con cada uno de los otros localizados adelante de un seccionizador hacia la fuente, el primero y el segundo dispositivo de respaldo deberán ser ajustados para 4 y 3 operaciones de disparo, respectivamente y el seccionador deberá ser ajustado para abrir durante el segundo tiempo muerto del circuito para una falla más allá del seccionizador.
6. Si hay dos seccionizadores conectados en serie con cada uno de los otros y localizados después de un dispositivo de protección de respaldo que esta cerrado a la fuente, el dispositivo de respaldo se ajustará a la posición lockout después de la cuarta operación, el primero y el segundo seccionizador se debe ajustar para abrir después de la tercera y segunda operación de respaldo, respectivamente.

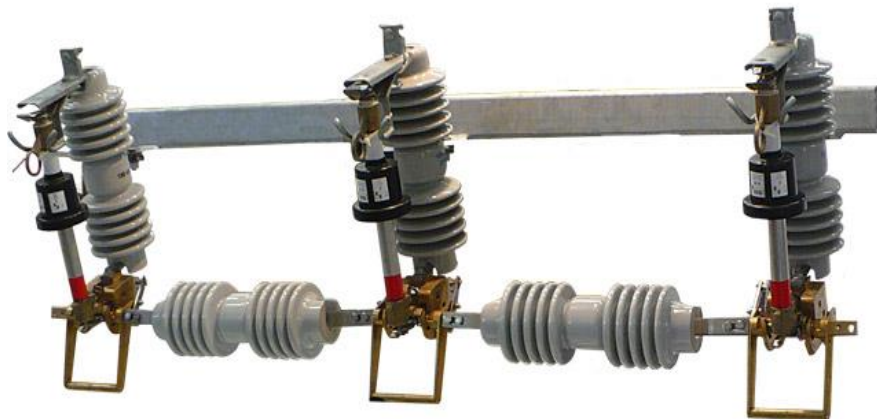


Figura 2.17: *Seccionizador electrónico para sistemas de distribución.*

2.9 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.

Cabe señalar que la coordinación de protecciones depende de los criterios que establezca la zona en donde se aplican o el ingeniero encargado de este departamento, pero existen ciertos límites que se mencionaran más adelante y que no deben de ser sobrepasados para lograr una coordinación correcta y eficiente con los demás elementos del sistema.

Los elementos considerados a coordinar en el alimentador TZE-5390 Xilitla son:

1. Relevador-fusible.
2. Fusible-fusible.

Existen más combinaciones de coordinaciones entre distintos tipos de protecciones como las que vimos anteriormente, pero el alimentador que se analizara en este trabajo no lleva ese tipo de protecciones, solo fusibles y el relé de sobrecorriente al inicio del alimentador, en el capítulo 4 se verán estas coordinaciones hechas en ETAP y los cálculos hechos a mano.

2.9.1 Alimentadores primarios. [11].

Los alimentadores primarios son la fuente de contribución de energía de las cargas que tienen la subestación.

Se puede hacer distinción entre los alimentadores primarios, los cuales son:

- Tipo rural: alimentador con dos tipos de carga; aquel que alimenta pequeños poblados cuya carga se caracteriza por motores de pequeña capacidad (bombas, molinos, pequeñas industrias) y alumbrado, y los alimentadores que alimentan grandes sistemas de bombeo.
- Tipo urbano: alimentador que tiene como tipo de carga el alumbrado, pequeños y grandes comercios y pequeñas industrias.
- Tipo industrial: alimentador que es caracterizado 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 están normalmente abiertos operando como circuitos radiales alimentando la carga de diferentes subestaciones. La forma en que se protege un alimentador primario se encuentra normalizada en la especificaciones del “Manual de procedimientos para coordinación de protecciones de sobrecorriente en sistemas de distribución”, [12]. En este documento se indica que la protección debe ser proporcionada relevadores de sobrecorriente de fase conectados en la estrella formada por los secundarios de los TC’s y uno de neutro residual conectado al neutro de estrella formada por los TC’s, además debe existir una función de recierre automático tripolar que permita recerrar el interruptor cuando este abra por acción de los relevadores de sobrecorriente por una falla transitoria, si la falla es

permanente el relevador debe tener la habilidad de quedar bloqueado y abierto si después de un número predeterminado de operación para las cuales fue programado no se despeja esta falla. El esquema de protección es como se muestra en la Fig. 2.18.

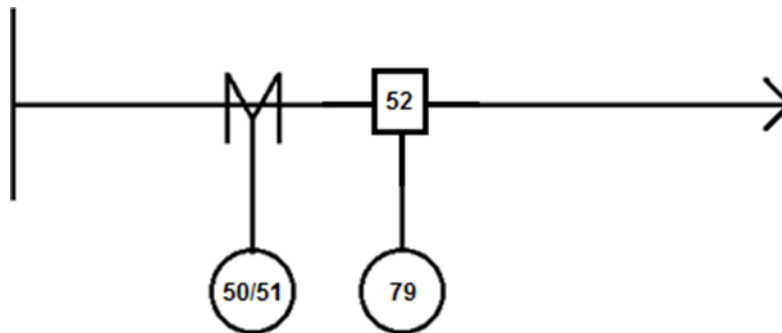


Figura 2.18: *Esquema de protección de alimentador primario.*

Los alimentadores de distribución en subestaciones con transformadores mayores a 7 MVA, generalmente cuentan con interruptores de potencia, asociados con relevadores de protección por sobrecorriente (50F/51F, 50N/51N), los relevadores de sobrecorriente de fase deben ser ajustados a una corriente de arranque (Pick- Up) que permita llevar una determinada sobrecarga para efectos de crecimiento, acciones de operación y mantenimiento, atención de situaciones emergentes. Así mismo debe cuidarse que la corriente secundaria de los TC's no sea mayor a 5 Amperes y que la corriente de falla máxima no supere los 100 Amperes secundarios, esto con la finalidad de evitar daños y/o saturación en los TC's.

2.9.2 Ajustes de unidades de tiempo de sobrecorriente para alimentadores. [11].

Para la selección de ajustes de las unidades de tiempo de fases de los alimentadores se deben de considerar los siguientes aspectos:

- Mayor que la carga máxima del circuito, considerando tanto condiciones normales como de emergencia (enlaces con circuitos de la misma subestación o de otras subestaciones).
- Menor que la capacidad de conducción (ampacidad) del conductor de la línea troncal.

Para la selección de ajustes de la unidad de tiempo de neutro y residuales, se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Mayor que el máximo desbalance existente debido a condiciones de cargas no balanceadas, que por la naturaleza del sistema puede considerarse como una

condición normal o tolerable de operación.

- Menor al 40% del ajuste de la protección de fase, para disponer de una adecuada sensibilidad para la detección de fallas con baja magnitud, mismas que en muchas ocasiones pueden ser menores o comparables a las corrientes de carga.

2.9.3 Ajustes de unidades instantáneas de sobrecorriente para alimentadores. [11].

Para la selección de ajustes de las unidades instantáneas se debe de asegurar que no sobrealcance a las protecciones que tenga delante de ella, se estima que ajustes que cubran máximo el 80% de la longitud existente entre subestaciones y el dispositivo de protección más cercano sobre la línea. Sin embargo, si la distancia de la línea es muy corta puede presentarse sobrealcance entre protecciones adyacentes. Por esta razón se debe determinar una distancia mínima entre ambos dispositivos para justificar el empleo de unidades instantáneas y que en términos de niveles de falla establece que se requiere como mínimo un valor de 1.6 veces entre el valor de falla del primer dispositivo con respecto al valor de falla del segundo dispositivo. Si esta relación mínima no se llega a cumplir se recomienda bloquear la unidad instantánea.

2.9.4 Criterio de coordinación relevador-fusible. [11].

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 ramal sobre la línea de distribución.

El criterio establece que debe existir un margen mínimo en tiempo de coordinación 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. Tomando como base el arreglo de la Fig. 2.19 es posible realizar la coordinación de protecciones de diferentes maneras, observando las siguientes consideraciones:

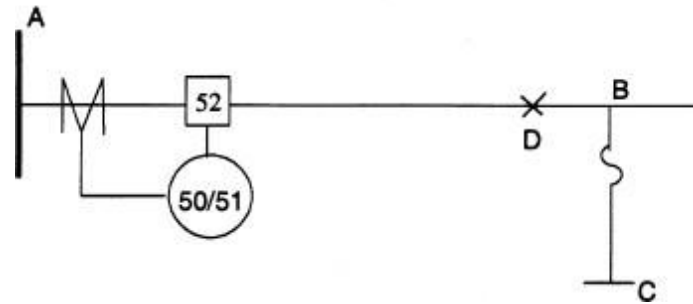


Figura 2.19: Alimentador primario con falla.

Si el ramal B-C es muy importante, puede emplearse un restaurador. Sin embargo, si por diversas razones no se justifica el empleo de tal dispositivo se recomienda la aplicación del siguiente criterio, mostrado en la Fig. 2.20.

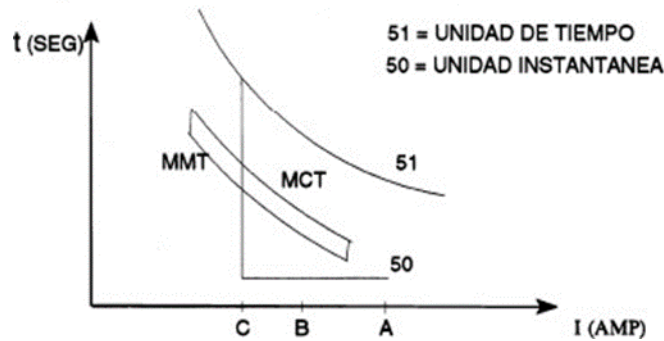


Figura 2.20: Coordinación relevador-fusible con operación selectiva de la unidad instantánea.

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, re-energizando el circuito a través del relevador de recierre o de la función de recierre. Posteriormente al cerrar el interruptor 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.

Las ventajas de este esquema corresponden a que el 85% de las fallas son eliminadas en el primer disparo, y de esta forma al primer recierre del interruptor ya no sea necesario reponer el fusible. Las desventajas derivan en que afecta a un mayor número de usuarios por falla en un ramal en el caso de que esta sea transitoria, por lo tanto no es conveniente sensibilizar la operación por instantáneo en el relevador para todos los ramales con fusible.

Como alternativa al criterio anterior, se puede recortar el ajuste de la unidad instantánea del relevador, aumentando el ajuste de su corriente de operación, para que de esta forma no detecte fallas en la zona de cobertura del fusible. Además se hace necesario eliminar el arreglo selectivo de operación de la unidad instantánea, con lo cual esta solo será solo función de la magnitud y por lo tanto de la ubicación de la falla. Este arreglo se muestre en la Fig. 2.21.

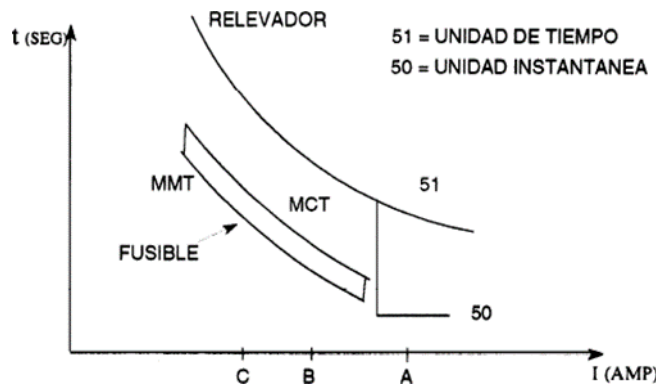


Figura 2.21: Coordinación relevador-fusible.

2.9.5 Ajustes de relevadores 50F/51F. [11].

- a) Pick up: El pick-up se fija aproximadamente al 200% de la corriente nominal del transformador.
- b) Se selecciona la relación de transformación (RTC).
- c) Selección del TAP: Con la corriente de Pick-Up y RTC y sustituyendo estos valores en la ecuación 2.22 se obtiene así el TAP correspondiente:

$$TAP = \frac{I_{pick-up}}{RTC} \quad (2.22)$$

- d) Selección de la palanca (TD): El dial de tiempo se selecciona de igual manera para los relevadores con retardo de tiempo, haciendo uso de las curvas características de operación deseadas y con el tiempo de operación esperado es como se determina el dial.

2.9.6 Ajustes de relevadores 50N/51N. [11].

- a) Pick up: El pick-up se fija aproximadamente al 200% de la corriente nominal del transformador.
- b) Se selecciona la relación de transformación (RTC).

- c) Selección del TAP: Con la corriente de Pick-Up y RTC y sustituyendo estos valores en la ecuación 2.22.
- d) Selección de la palanca (TD): El dial de tiempo se selecciona de igual manera para los relevadores con retardo de tiempo, haciendo uso de las curvas características de operación deseadas y con el tiempo de operación esperado es como se determina el dial.

2.9.7 Ecuación característica para el relé 50/51 DFP 100 GE Multilin. [13].

Todos los tipos de curvas de operación de los relés temporizados se pueden modelar matemáticamente por medio de una ecuación característica, en este trabajo se empleara el relevador DFP 100 GE Multilin 50/51 para proteger el alimentador TZE-5390 Xilitla, en la cual emplearemos la siguiente ecuación para calcular la palanca (TD) basada en la curva extremadamente inversa, se observa en la siguiente ecuación 2.23.

$$TD = \frac{TO}{0.02434 + \frac{5.64}{MT^{2-1}}} \quad (2.23)$$

Donde:

- TO: tiempo de operacion.
- TD: time dial (dependiendo la curva escogida).
- *MT: es la relación entre la corriente de operación del relé ($I_{pick-up}$) y su*

Con la ecuación 4.5 también podemos calcular el tiempo de operación, colocando el día apropiado, despejando el tiempo de operación (TO), quedaría como la ecuación 2.24 como se observa a continuación.

$$TO = TD * \left[\frac{5.64}{MT^{2-1}} + 0.02434 \right] \quad (2.24)$$

2.9.8 Cálculo y ajustes para las protecciones para alimentadores. [11].

Para la coordinación de protecciones para el alimentador TZE-5390 Xilitla se requiere el cálculo de ajustes para cada relevador tomando en cuenta todos los criterios de la Comisión Federal de Electricidad, en la Tabla 2.2 podemos ver los criterios para ajuste de los relés 50F/51F y 50N/51N.

Tabla 2.2: Criterios utilizados en alimentadores.

Ajuste	50F	51F	50N	51N
Ipick-up	Falla trifásica al 80% de la longitud entre el relevador y el próximo restaurador o nodo.	200% de la carga máxima del alimentador.	Falla monofásica al 80% de la longitud entre el relevador y el próximo restaurador o nodo.	40% de la carga máxima del alimentador.
TAP		Ipick up/RTC		Ipick up/RTC
Time dial		Tiempo de operación no mayor a 0.7s.		Tiempo de operación no mayor a 0.7s.

2.9.8.1 Protección de sobrecorriente en alimentadores. [11].

Este tipo de protección de sobrecorriente en el alimentador tiene 2 tipos los cuales son:

1. Protección de sobrecorriente instantánea de fases (50F), realizada para fallas trifásicas o bifásicas.
2. Protección de sobrecorriente instantánea al neutro (50F), realizada para fallas monofásicas o bifásicas aterrizadas.

2.9.8.2 Protección de sobrecorriente instantánea de fases (50F) en alimentadores.

Para este tipo de protección en los alimentadores se tienen los siguientes datos:

1. Corriente de cortocircuito trifásica al 80% de la línea ($I_{cc3\phi 80\%}$).
2. Relación de transformación del Transformador de corriente (RTC).

Con los datos anteriores se calcula el Pick-Up instantáneo, el cual se calcula con la ecuación 2.25.

$$I_{pick\ up50F} = \frac{I_{cc3\phi 80\%}}{RTC} \quad (2.25)$$

2.9.8.3 Protección de sobrecorriente instantánea al neutro (50N) en alimentadores.

Para este tipo de protección en los alimentadores se tienen los siguientes datos:

1. Corriente de cortocircuito monofásica al 80% de la línea ($I_{cc1\phi 80\%}$).
2. Relación de transformación del Transformador de corriente (RTC).

Con los datos anteriores se calcula el Pick-Up instantáneo, el cual se calcula con la ecuación 2.26.

$$I_{pick\ up50N} = \frac{I_{cc1\phi 80\%}}{RTC} \quad (2.26)$$

2.9.9 Protección de sobrecorriente con retardo de tiempo en alimentadores.

La protección con retardo de tiempo en alimentadores, es utilizada como protección de respaldo y esta es coordinada con las protecciones de retardo de tiempo del transformador.

La protección de sobrecorriente con retardo de tiempo en alimentadores puede ser de 2 tipos:

1. Protección de sobrecorriente con retardo de tiempo de fases, realizada para librar fallas trifásicas o bifásicas.
2. Protección de sobrecorriente con retardo de tiempo al neutro, realizada para librar fallas monofásicas o bifásicas aterrizadas.

Para cada protección con retardo de tiempo es necesario el cálculo de TAP, múltiplo de TAP (MT) y el dial de tiempos (TD).

2.9.9.1 Protección de sobrecorriente con retardo de tiempo de fases (51F) en alimentadores.

Para el cálculo del TAP para la protección de sobrecorriente de retardo de tiempo se tienen los siguientes datos:

La capacidad del transformador o banco (MVA), dependiendo cuantos alimentadores sean, la potencia es dividida dependiendo el número de alimentadores, y con esta podemos calcular la corriente nominal que se suministrara a dicho alimentador con la ecuación 2.27 podemos calcularla.

$$I_{nom\ Alim} = \frac{MVA_{Alim}}{\sqrt{3} * KV_{LL}} \quad (2.27)$$

Esta corriente nominal es utilizada al 200% para el cálculo de corriente de sobrecarga, calculándola con la ecuación 2.28:

$$I_{sobrecargaAlim} = (2)(I_{nomAlim}) \quad (2.28)$$

Con la corriente de sobrecarga al 200% se calcula el TAP correspondiente a la protección con retardo de tiempo, y se obtiene con la ecuación 2.29:

$$TAP = \frac{I_{sobrecargaAlim}}{RTC} \quad (2.29)$$

Una vez obtenido el TAP se procede a calcular el múltiplo de TAP (MT) con la ecuación 2.30.

$$MT = \frac{I_{cc3\phi}}{TAP*RTC} \quad (2.30)$$

Obteniendo el MT se pasa a calcular el dial de tiempo (TD), con la ecuación 2.23 o si se cuenta con el (TD), utilizar la ecuación 2.24 para calcular el tiempo de operación (TO).

2.9.9.2 Protección de sobrecorriente con retardo de tiempo al neutro (51N) en alimentadores.

Para esta protección se tiene que utilizar la misma ecuación anterior 2.28 para calcular la corriente nominal del alimentador ($I_{nom Alim}$). Esta corriente nominal es utilizada al 40% para el cálculo de corriente de sobrecarga, y se calcula con la ecuación 2.31:

$$I_{sobrecargaAlim} = (0.4)(I_{nomAlim}) \quad (2.31)$$

Se utiliza la corriente de cortocircuito monofásica al 100% ($I_{cc1\phi} 100\%$) del alimentador al próximo restaurador o nodo.

Con la corriente de sobrecarga anterior se calcula el TAP correspondiente a la protección de sobrecorriente con retardo de tiempo, y se calcula con la ecuación anterior 2.29.

Una vez obtenido el TAP se procede a calcular el múltiplo de TAP (MT), con la ecuación 4.14.

$$MT = \frac{I_{cc1\phi}}{TAP*RTC} \quad (2.32)$$

Obteniendo el MT se pasa a calcular el dial de tiempo (TD), con la ecuación 2.23 o si se cuenta con el (TD), utilizar la ecuación 2.24 para calcular el tiempo de operación (TO).

Análisis y simulación de CC en alimentador TZE-5390 Xilitla mediante ETAP sin GD.

3.1 ALIMENTADOR DE DISTRIBUCIÓN REAL TIPO RADIAL TZE-5390 XILITLA.

Con el fin de añadir la GD a una red de distribución, se utiliza el alimentador existente TZE-5390 Xilitla, ubicado a 43 km de Tamazunchale, SLP. El diagrama unifilar real del alimentador se puede ver en la Fig. 3.1. El sistema original es de 60 Hz, 34.5 Kv, con 562 KVA de modelos de cargas en el alimentador, cuenta con 31 nodos, y 13 transformadores de distribución con sus respectivas cargas, en este capítulo se describe el análisis de cortocircuito de fallas trifásicas y línea a tierra sin GD, la elaboración del diagrama unifilar en ETAP, así como cálculos importantes como valores en pu, para el análisis de cortocircuito.

Cabe mencionar que en el capítulo 5 se insertan 3 transformadores de distribución más que es donde se insertaran 3 tipos de generación distribuida diferentes, lo cual nos permitirá ver el tipo de impacto que tendrá el estudio de coordinación de protecciones, los flujos de potencia, diferentes corrientes de cortocircuito y las ventajas y desventajas que hay al insertar la GD.

La compañía suministradora de energía eléctrica que en este caso es el alimentador de CFE - TZE-5390 Xilitla, normalmente dan valores necesarios para poder realizar estudios de cortocircuito, que son los MVAcc tanto trifásicos como monofásicos, la relación X/R, las corrientes de cortocircuito trifásicas y monofásicas que aporta el alimentador y las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero, en la Tabla 3.1 se observan estos valores que da la compañía suministradora de energía en este caso CFE.

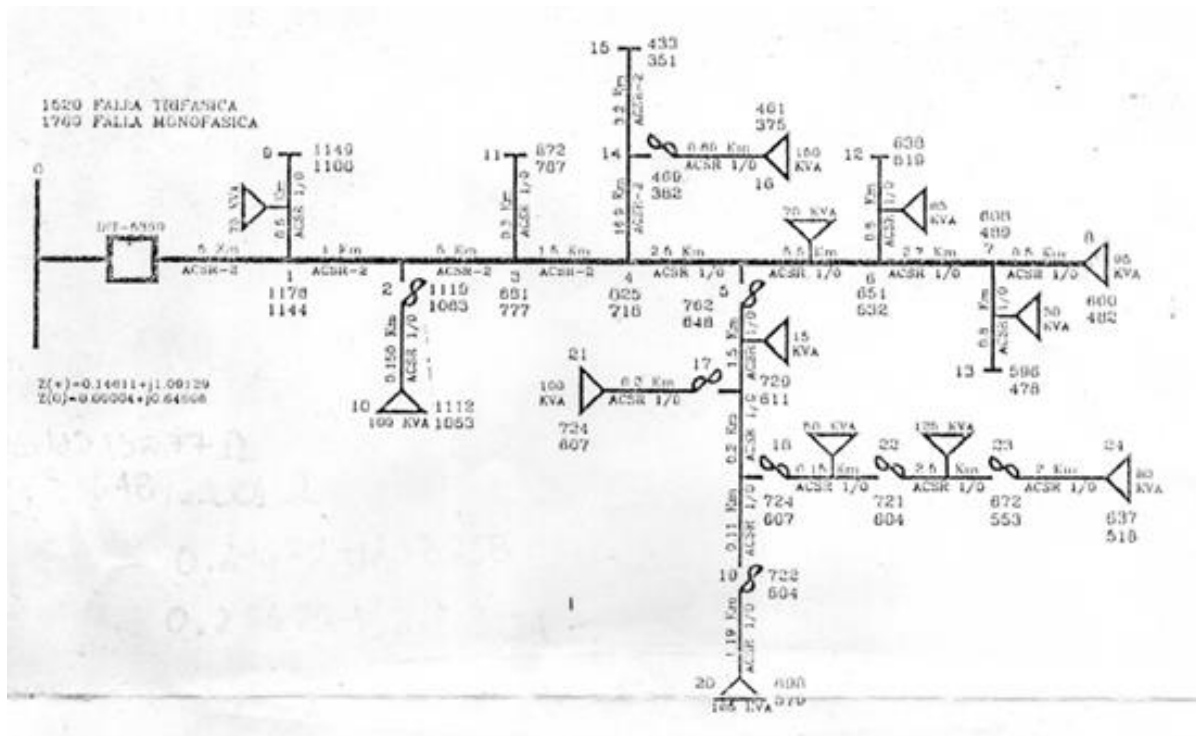


Figura 3.1: Diagrama unifilar original del alimentador TZE-5390 Xilitla.

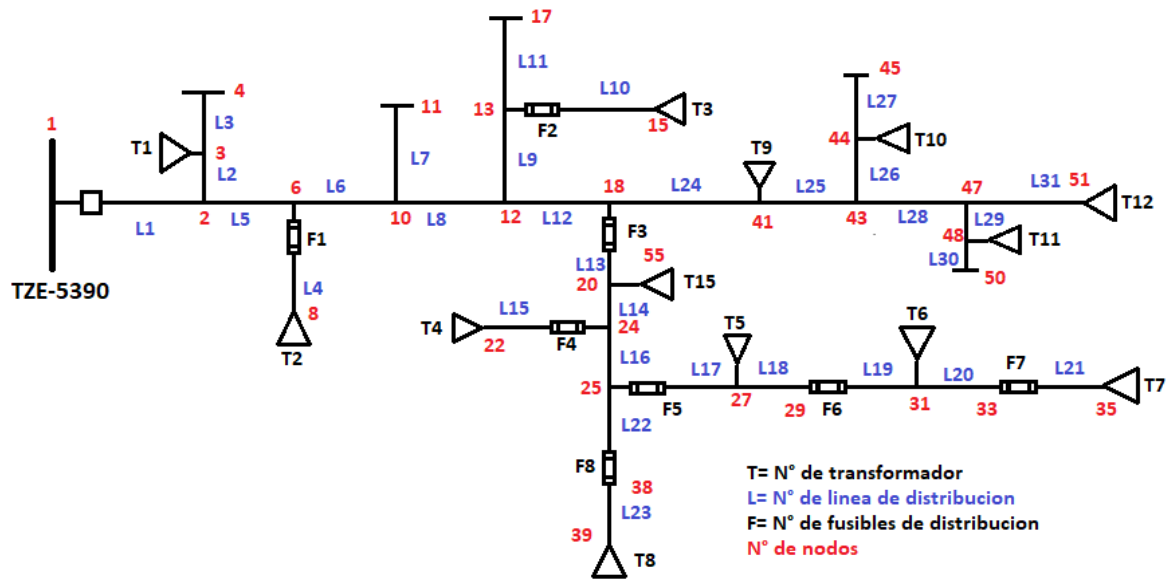


Figura 3.2: Diagrama unifilar del alimentador TZE-5390 Xilitla.

Tabla 3.1: Tabla de datos de la compañía suministradora de energía CFE (alimentador).

Acometida	MVAcc	MVAcc	R(+)	X(+)	R(0)	X(0)	CCsist	CCsist
CFE	3ø	1 ø	(puΩ)	(puΩ)	(puΩ)	(puΩ)	3ø (KA)	1ø (KA)
TZE-5390	90.824	105.39	0.14611	0.10912	0.00004	0.64899	1.52	1.76

En la Tabla 3.2, se pueden ver los datos reales de las líneas de distribución, datos como, longitudes, impedancias de secuencia positiva y cero, que tipo de conductor y tensión nominal.

Tabla 3.2: Tabla de datos de las líneas de distribución.

Líneas	Tipo	Tensión Nominal (KV)	R (+) (ohms)	X (+) (ohms)	R (0) (ohms)	X (0) (ohms)	Longitud (Km)
L1	ACSR 2	34.5	5.25793	3.18527	6.29771	11.8431	6
L2	ACSR 1	34.5	0.16557	0.1578	0.21756	0.59069	0.3
L3	ACSR 1	34.5	0.16557	0.1578	0.21756	0.59069	0.3
L4	ACSR 1	34.5	0.08278	0.0789	0.10878	0.29534	0.15

L5	ACSR 2	34.5	0.87632	0.53088	1.04962	1.97384	1
L6	ACSR 2	34.5	5.25793	3.18527	6.29771	11.8431	6
L7	ACSR 1	34.5	0.16557	0.1578	0.21756	0.59069	0.3
L8	ACSR 2	34.5	1.31448	0.79632	1.57443	2.96076	1.5
L9	ACSR 2	34.5	14.809	8.97132	17.7375	33.356	16.9
L10	ACSR 1	34.5	0.44152	0.42079	0.58015	1.57516	0.8
L11	ACSR 2	34.5	2.80423	1.69881	3.35878	6.31629	3.2
L12	ACSR 1	34.5	1.43438	1.36705	1.88478	5.11731	2.6
L13	ACSR 1	34.5	0.41392	0.39449	0.54389	1.47671	0.75
L14	ACSR 1	34.5	0.41392	0.39449	0.54389	1.47671	0.75
L15	ACSR 1	34.5	0.11038	0.1052	0.14504	0.39379	0.2
L16	ACSR 1	34.5	0.11038	0.1052	0.14504	0.39379	0.2
L17	ACSR 1	34.5	0.04139	0.03945	0.05439	0.14767	0.075
L18	ACSR 1	34.5	0.04139	0.03945	0.05439	0.14767	0.075
L19	ACSR 1	34.5	0.68987	0.65749	0.90649	2.46119	1.25
L20	ACSR 1	34.5	0.68987	0.65749	0.90649	2.46119	1.25
L21	ACSR 1	34.5	1.10379	1.05198	1.45039	3.9379	2
L22	ACSR 1	34.5	0.06016	0.05733	0.07905	0.21462	0.11
L23	ACSR 1	34.5	0.65676	0.62593	0.86298	2.34305	1.19
L24	ACSR 1	34.5	1.51771	1.44647	1.99428	5.41462	2.75
L25	ACSR 1	34.5	1.51771	1.44647	1.99428	5.41462	2.75
L26	ACSR 1	34.5	0.22076	0.2104	0.29008	0.78758	0.4
L27	ACSR 1	34.5	0.22076	0.2104	0.29008	0.78758	0.4
L28	ACSR 1	34.5	1.49012	1.42017	1.95802	5.31617	2.7
L29	ACSR 1	34.5	0.22076	0.2104	0.29008	0.78758	0.4
L30	ACSR 1	34.5	0.22076	0.2104	0.29008	0.78758	0.4
L31	ACSR 1	34.5	0.27595	0.26299	0.3626	0.98448	0.5

Para los transformadores de distribución, ver Tabla 3.3, se muestran datos importantes, como impedancia de secuencia positiva, capacidad del transformador, tensión nominal tanto

en el lado primario y secundario, tipo de conexión, datos que se requieren para el análisis de cortocircuito.

Tabla 3.3: *Tabla de datos de los transformadores de distribución.*

Trafos	Potencia Nominal (KVA)	Tensión Nominal (KV)	Z (+) (ohms)	Z (0) (ohms)	Relación X/R	Conexión
1	70	34.5/0.22	0.0725	0.0725	2.47	DY
2	100	34.5/0.22	0.0725	0.0725	2.47	DY
3	150	34.5/0.22	0.0725	0.0725	2.47	DY
4	100	34.5/0.22	0.0725	0.0725	2.47	DY
5	60	34.5/0.22	0.0725	0.0725	2.47	DY
6	125	34.5/0.22	0.0725	0.0725	2.47	DY
7	80	34.5/0.22	0.0725	0.0725	2.47	DY
8	105	34.5/0.22	0.0725	0.0725	2.47	DY
9	70	34.5/0.22	0.0725	0.0725	2.47	DY
10	65	34.5/0.22	0.0725	0.0725	2.47	DY
11	60	34.5/0.22	0.0725	0.0725	2.47	DY
12	95	34.5/0.22	0.0725	0.0725	2.47	DY
15	15	34.5/0.22	0.0725	0.0725	2.47	DY

Las cargas no las proporciono CFE en el diagrama unifilar, lo cual se tuvieron que poner arbitrariamente entre 30 y 90 de la carga de la capacidad nominal de cada transformador, en la Tabla 3.4, se observan los datos.

Tabla 3.4: *Tabla de datos de las cargas en cada transformador.*

Cargas	Potencia Nominal (KVA)	Tensión Nominal (KV)	X (+) (ohms)	X (0) (ohms)	FP %
1	60	0.22	0.20487	0.66667	85
2	35	0.22	0.20487	0.66667	85
3	35	0.22	0.20487	0.66667	85
4	35	0.22	0.20487	0.66667	85
5	40	0.22	0.20487	0.66667	85
6	30	0.22	0.20487	0.66667	85
7	20	0.22	0.20487	0.66667	85
8	50	0.22	0.20487	0.66667	85
9	60	0.22	0.20487	0.66667	85
10	55	0.22	0.20487	0.66667	85
11	50	0.22	0.20487	0.66667	85
12	85	0.22	0.20487	0.66667	85
13	5	0.22	0.20487	0.66667	85

3.2 CALCULO DE VALORES EN PU DEL ALIMENTADOR TZE-5390 XILITLA.

Con los datos del alimentador TZE-5390 Xilitla, de la Tabla 3.1 que ya nos entrega la compañía suministradora de energía (CFE), las impedancias se encuentran ya en por unidad, pero las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero de las líneas de distribución, las impedancias de las cargas y las de los transformadores de distribución, están en ohms, lo cual para el análisis de cortocircuito se necesitan pasar a impedancias en valores en por unidad.

Para empezar con el cálculo de las impedancias en por unidad, primero se necesitan elegir bases del sistema, como los MVA_b, KV_b y Z_b, estas bases fueron escogidos en base al sistema de distribución y se pueden observar en la Tabla 3.5.

Las bases son las siguientes:

Tabla 3.5: Valores base del sistema.

Valores Base Asignadas		
MVA _b (MVA)	KV _b (KV)	Z _b (Ohms)
100	34.5	11.9025

La Z_b se calcula utilizando la ecuación 2.6 vista en la sección 2.6 del capítulo 2, utilizando los datos anteriores de la Tabla 3.5, en la ecuación 3.1 se calcula la impedancia base que es la que se utiliza para calcular todas las impedancias en por unidad de las líneas de distribución.

$$Z_b = \frac{(KV_b)^2}{MVA_b} = \frac{(34.5KV)^2}{100MVA} = 11.9025 \Omega \quad (3.1)$$

Con la Z_b ya calculada, se calculan las impedancias de secuencia (+) y secuencia (0) de todas las líneas de distribución utilizando las impedancias en ohms de la Tabla 3.2, y para calcularlas se utilizan las ecuaciones de la sección 2.6 del capítulo 2.

3.2.1 Calculo de valores en por unidad de líneas de distribución.

Para la impedancia de secuencia (+) de la Línea 1:

$$Z_L = R_L + jX_L = 5.25793 + j3.18527 = 6.1475\Omega \quad (3.2)$$

$$Z_{pu}^{(+)} = \frac{Z_{real}}{Z_b} = \frac{6.1475\Omega}{11.9025\Omega} = 0.5164 pu\Omega \quad (3.3)$$

Para la impedancia de secuencia (0) de la Línea 1:

$$Z_L = R_L + jX_L = 6.29771 + j11.8431 = 13.4134 \Omega \quad (3.4)$$

$$Z_{pu}^{(0)} = \frac{Z_{real}}{Z_b} = \frac{13.4134\Omega}{11.9025\Omega} = 1.1269 pu\Omega \quad (3.5)$$

De esta manera es como se calculan todas las impedancias de secuencia (+) y secuencia (0) de todas las líneas de distribución, las impedancias de secuencia (-) son las mismas que la secuencia (+) para todas las líneas de distribución. En la Tabla 3.6 se observan todas las impedancias de secuencia (+) y secuencia (0) en por unidad de todas las líneas de distribución ya calculadas.

Tabla 3.6: *Tabla de impedancias en pu de secuencia (+) y secuencia (0) de las líneas de distribución.*

Líneas	Z(+) (puΩ)	Z(0) (puΩ)
L1	0.5164	1.1269
L2	0.0192	0.05288
L3	0.0192	0.05288
L4	0.0860	0.18782
L5	0.0096	0.02644
L6	0.5164	1.1269
L7	0.0192	0.05288
L8	0.1291	0.28173
L9	1.4546	3.1740
L10	0.0512	0.14102
L11	0.2754	3.7564
L12	0.1664	0.4581
L13	0.0480	0.1322
L14	0.0480	0.1322
L15	0.0128	0.0352
L16	0.0128	0.0352
L17	0.0048	0.0132
L18	0.0048	0.0132
L19	0.0800	0.2203
L20	0.0800	0.2203

L21	0.1281	0.3525
L22	0.0069	0.0192
L23	0.0762	0.2097
L24	0.1761	0.4847
L25	0.1761	0.4847
L26	0.0256	0.0705
L27	0.0256	0.0705
L28	0.1729	0.4759
L29	0.0256	0.0705
L30	0.0256	0.0705
L31	0.0320	0.0881

3.2.2 Calculo de valores en por unidad de los transformadores de distribución.

Lo siguiente fue calcular las impedancias en por unidad de los transformadores de distribución, utilizando las impedancias reales de la Tabla 3.3. En la ecuación 3.6 se calculó la impedancia en por unidad del transformador 1.

Para T1:

$$Z_{puT1} = \left(\frac{\%XT}{100}\right) \left(\frac{KVAb}{KVAT1}\right) = \left(\frac{7.25}{100}\right) \left(\frac{100000KVA}{70KVA}\right) = 103.571 \text{ pu}\Omega \quad (3.6)$$

Con la ecuación 3.6 es como se calculan todas las impedancias de secuencia (+) y secuencia (0) de todos transformadores de distribución. En la Tabla 3.7 se observan todas las impedancias en por unidad ya calculadas de cada transformador de distribución.

NOTA: no tiene caso volver a calcular las impedancias de secuencia (0) ya que son los mismos valores de impedancia de secuencia (+) de cada transformador.

Tabla 3.7: *Tabla de impedancias en pu de secuencia (+) y secuencia (0) de los transformadores de distribución.*

Trafos	Z (+) (puΩ)	Z (0) (puΩ)
1	103.571	103.571
2	72.5	72.5
3	48.333	48.333
4	72.5	72.5
5	120.833	120.833
6	58	58
7	90.625	90.625
8	69.047	69.047
9	103.571	103.571
10	111.538	111.538
11	120.833	120.833
12	76.315	76.315
15	483.333	483.333

3.2.3 Calculo de valores en por unidad de las cargas.

Para las calcular las impedancias en por unidad de secuencia (+) y secuencia (0) de las cargas, se utiliza la misma ecuación anterior 3.6 y utilizando las impedancias reales de la Tabla 3.4.

Para la impedancia de secuencia (+) de la carga 1:

$$Z_{puC1}^{(+)} = \left(\frac{\%X^{(+)}}{100} \right) \left(\frac{KVAb}{KVAC1} \right) = \left(\frac{20.487}{100} \right) \left(\frac{100000KVA}{60KVA} \right) = 341.45pu\Omega \quad (3.7)$$

Para la impedancia de secuencia (0) de la carga 1:

$$Z_{puC1}^{(0)} = \left(\frac{\%X^{(0)}}{100} \right) \left(\frac{KVAb}{KVAC1} \right) = \left(\frac{66.667}{100} \right) \left(\frac{100000KVA}{60KVA} \right) = 1111.1pu\Omega \quad (3.8)$$

Utilizando la ecuación 3.7, se calculan todas las impedancias en pu de secuencia (+) y con la ecuación 3.8 todas las impedancias de secuencia (0) de todas las cargas, en la Tabla 3.8 se observan todas las impedancias ya calculadas en pu de cada carga.

Tabla 3.8: *Tabla de impedancias en pu de secuencia (+) y secuencia (0) de todas las cargas de cada transformador de distribución.*

Cargas	Z (+) (puΩ)	Z (0) (puΩ)
1	341.45	1111.128
2	227.63	1904.771
3	146.33	1904.771
4	227.63	1904.771
5	409.74	1666.675
6	178.14	2222.233
7	292.67	3333.35
8	215.65	1333.34
9	341.45	1111.128
10	372.49	1212.127
11	409.74	1333.34
12	241.02	784.317
13	1707.25	13333.4

Con las impedancias en pu de la compañía suministradora de energía, transformadores de distribución, líneas de distribución y cargas, se procede a realizar el análisis de cortocircuito trifásico y de línea a tierra, que son las que más se emplean para poder realizar el esquema de protecciones correcto para el alimentador TZE-5390 Xilitla.

3.3 ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO DE FALLAS TRIFÁSICAS EN ALIMENTADOR TZE-5390 XILITLA POR EL MÉTODO DE THÉVENIN SIN GD.

Con las impedancias en por unidad del alimentador TZE-5390 Xilitla y las impedancias en por unidad de todos los elementos del alimentador, como transformadores, líneas y cargas, ya calculados anteriormente, se pasa a elaborar el diagrama de impedancias de secuencia (+) de Thévenin, el cual se observa en la Fig. 3.3.

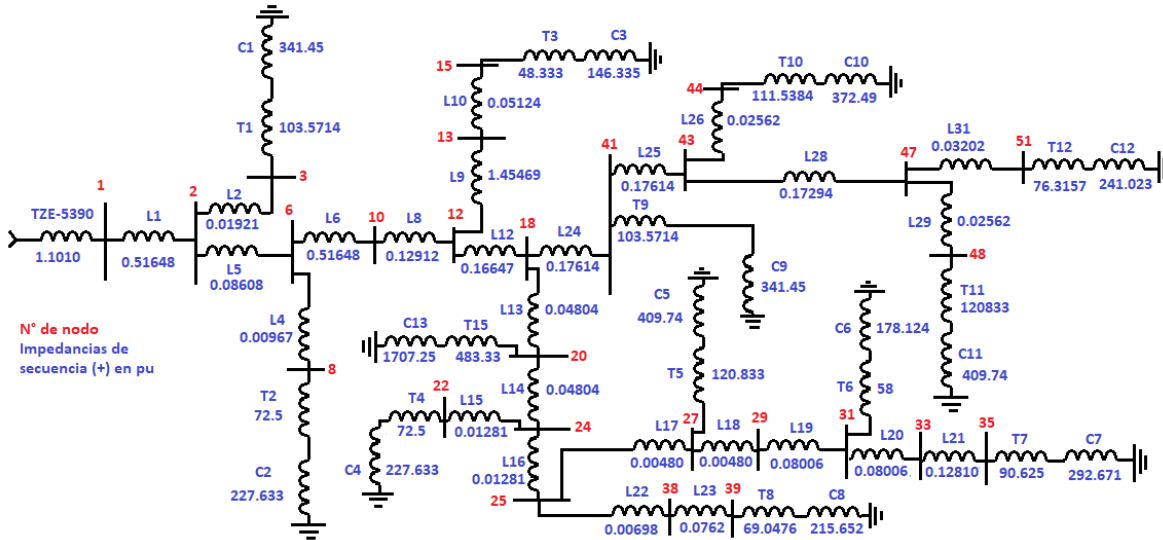


Figura 3.3: Diagrama de impedancias de secuencia (+) del alimentador TZE-5390 Xilitla.

Con el diagrama de secuencia (+) de las impedancias en por unidad de todas las líneas, transformadores, cargas y los datos que nos aporta la compañía suministradora de energía, podemos empezar aplicar la reducción del circuito de Thévenin para cada nodo en donde se busca calcular las corrientes de cortocircuito trifásicas.

Al realizar la reducción del diagrama de secuencia (+) de Thévenin en cualquier nodo, obtenemos la impedancia equivalente de Thévenin ($Z_{eqTh(+)}$), la cual es la impedancia en por unidad equivalente en el punto de falla.

El análisis de cortocircuito de fallas trifásicas, se realizó en todos los nodos del sistema de distribución en 34.5 Kv, por ejemplo para el nodo 1:

- En la Fig. 3.4a, se observa que el punto de falla es el nodo 1, con la impedancia en por unidad del alimentador TZE-5390 del lado izquierdo y el lado derecho todas las impedancias en por unidad del sistema de distribución (cargas, líneas,

transformadores) ya reducidas hasta el nodo 1, con el VTh en paralelo.

- En la Fig. 3.4b, está el voltaje de Thévenin en serie con la impedancia en por unidad de Thévenin equivalente ($Z_{eqTh^{(+)}}$), que se obtuvo de las impedancias en por unidad en paralelo de la Fig. 3.4a.

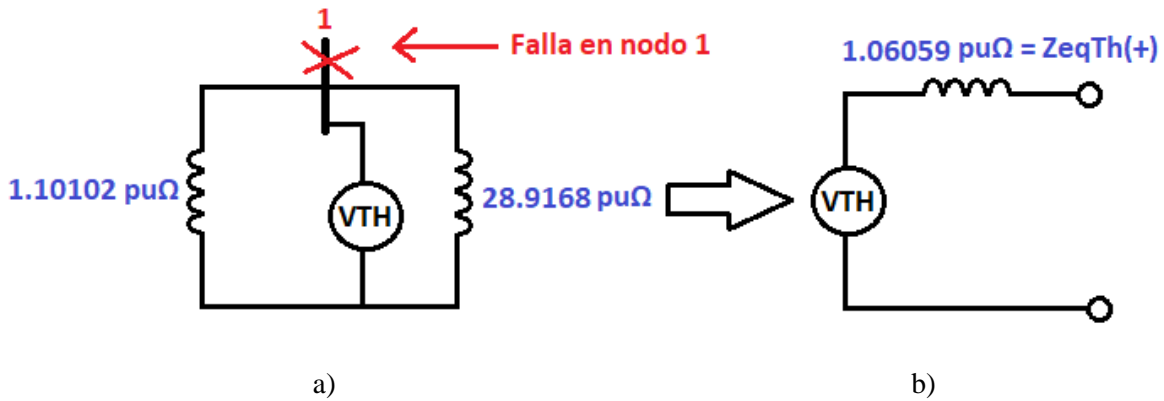


Figura 3.4: Reducción del diagrama de secuencia (+) y equivalente de Thévenin en el nodo de falla 1.

La impedancia equivalente de Thévenin que obtiene en la Fig. 3.4b en el nodo de falla 1, se puede calcular la corriente de cortocircuito trifásica en por unidad como se observa en la ecuación 3.9.

$$If_{3\phi}^{(1)} pu = \frac{Vf}{Z_{eqTh^{(+)}}} = \frac{1.0 puV}{1.06059 pu\Omega} = 0.9428 puA \quad (3.9)$$

Donde:

$If_{3\phi}^{(1)} pu$ = corriente de cortocircuito trifásica en por unidad en el nodo 1.

Vf = Voltaje de falla.

$Z_{eqTh^{(+)}}$ = impedancia equivalente de Thévenin.

Al calcular la corriente de cortocircuito trifásica en el nodo 1 en por unidad, lo siguiente es calcular la corriente real de cortocircuito en amperios que es la que se necesita para el ajuste de las protecciones eléctricas en el capítulo 4, pero antes debemos calcular la corriente base (I_b) con la ecuación 3.10, como se observa a continuación:

$$I_b = \frac{MVAb}{\sqrt{3xVb}} = \frac{100MVA}{\sqrt{3x34.5KV}} = 1.673 KA \quad (3.10)$$

Una vez calculada la corriente base, se procede a calcular la corriente de cortocircuito trifásica real en el nodo 1 con la ecuación 3.11, como se observa a continuación:

$$I_{f_{3\phi real}}^{(1)} = (I_b)(I_{f_{3\phi}}^{(1)} pu) = (1.673KA)(0.9428uA) = 1.577 KA \quad (3.11)$$

Con el diagrama de impedancias en por unidad de secuencia (+) de la Fig. 3.3, y el ejemplo de la reducción del diagrama de secuencia (+) de Thévenin en el nodo de falla 1 de la Fig. 3.4, fue como se resolvieron todos los demás nodos, obteniendo en cada nodo de falla, la impedancia equivalente de Thévenin ($Z_{eqTh}(+)$) y usándola en las ecuaciones 3.9 y 3.11 para calcular las corrientes de cortocircuito trifásicas en por unidad y reales.

En la Tabla 3.9 están todas las impedancias equivalentes de secuencia (+) y secuencia (-) de Thevenin en cada punto de falla del sistema de distribución.

Tabla 3.9: *Tabla de impedancias en pu equivalentes de secuencia (+) y secuencia (-) de Thévenin en cada nodo de falla del sistema eléctrico de distribución.*

Nº de Nodo	$Z_{eqTh}(+) \text{ y } (-)$ (puΩ)
1	1.060592
2	1.530306
3	1.549390
4	1.494653
6	1.607471
8	1.616976
10	2.067049
11	2.017625
12	2.179584
13	3.591286
15	3.640625

17	3.535642
18	2.327105
20	2.371533
22	2.244543
24	2.415995
25	2.415984
27	2.420585
29	2.425230
31	2.502598
33	2.581604
35	2.707944
38	2.422847
39	2.497754
41	2.495329
43	2.665029
44	2.690368
45	2.678564
47	2.833188
48	2.858535
50	2.834543
51	2.864640

Estas corrientes de cortocircuito trifásicas que se calculan en cada nodo del sistema de distribución, se necesitan para el ajuste y coordinación de las protecciones eléctricas, para el relevador de sobrecorriente al inicio del alimentador, y el ajuste de los fusibles de distribución en los ramales y subramales laterales del sistema eléctrico de distribución, y para la correcta selección del interruptor de potencia al inicio del alimentador, entre otras cosas.

En la Tabla 3.10, observamos todas las corrientes de cortocircuito trifásicas en por unidad y las corrientes reales en cada uno de los nodos del sistema de distribución:

Tabla 3.10: *Tabla de corrientes de cortocircuito trifásicas en pu y reales de todos los nodos del sistema eléctrico de distribución.*

N° de Nodo	Corriente de falla 3 ϕ (puA)	Corriente de falla 3 ϕ (kA)
1	0.9428	1.577
2	0.6534	1.093
3	0.6454	1.080
4	0.6431	1.077
6	0.6220	1.041
8	0.6184	1.034
10	0.4837	0.809
11	0.4789	0.801
12	0.4588	0.767
13	0.2784	0.465
15	0.2746	0.459
17	0.2688	0.419
18	0.4297	0.719
20	0.4216	0.705
22	0.4170	0.681
24	0.4139	0.692
25	0.4139	0.692
27	0.4131	0.691
29	0.4123	0.690
31	0.3995	0.668
33	0.3873	0.648
35	0.3692	0.617
38	0.4127	0.690
39	0.4003	0.669
41	0.4007	0.670
43	0.3752	0.627
44	0.3716	0.622
45	0.3688	0.589

47	0.3529	0.590
48	0.3498	0.585
50	0.3444	0.533
51	0.3490	0.584

3.4 ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO DE FALLAS DE LÍNEA A TIERRA EN ALIMENTADOR TZE-5390 XILITLA POR EL MÉTODO DE THÉVENIN SIN GD.

Para el análisis de cortocircuito de línea a tierra, se necesitan las impedancias en por unidad de secuencia (+,-,0) de cada dispositivo del sistema de distribución, lo cual ya fueron calculadas anteriormente, el alimentador TZE-5390 Xilitla como se observó con anterioridad, ya nos da datos importantes de impedancias de secuencia (+) y secuencia (0) en la Tabla 3.1. En la Fig. 3.5 está el diagrama de secuencia (0) que necesitamos resolver para cada punto de falla en el sistema eléctrico considerando la conexión de los transformadores de distribución que es delta-estrella sólidamente aterrizada.

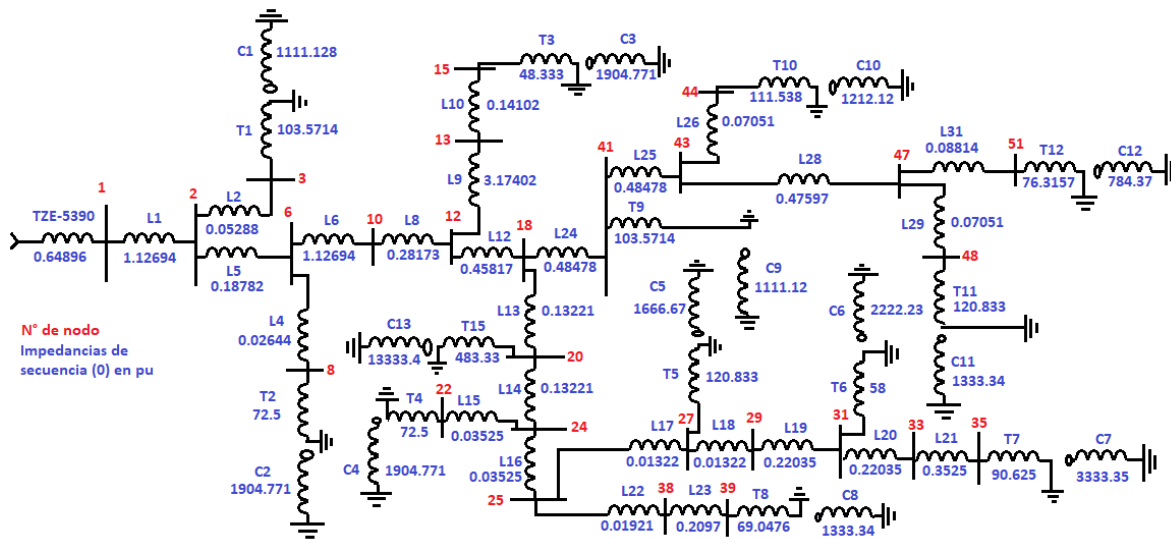


Figura 3.5: Diagrama de impedancias de secuencia (0) del alimentador TZE-5390 Xilitla.

De la misma manera en que se realiza la reducción del diagrama de secuencia (+) de Thévenin para el nodo de falla 1 en la sección 3.3 para fallas trifásicas, se realizan aquí en la falla de línea a tierra para el nodo 1, jugando con los arreglos serie y paralelo de circuitos eléctricos para reducirlo hasta el punto de falla, obteniendo una impedancia equivalente de secuencia (0) de Thévenin ($Z_{eqTh}(0)$).

El análisis de cortocircuito de fallas de línea a tierra, se realiza en todos los nodos del sistema de distribución en 34.5 Kv, por ejemplo para el nodo 1:

- En la Fig. 3.6a, se observa que el punto de falla es el nodo 1, con la impedancia en por unidad de secuencia (0) del alimentador TZE-5390 del lado izquierdo y el lado derecho todas las impedancias en por unidad de secuencia (0) del sistema de distribución (cargas, líneas, transformadores) ya reducidas hasta el nodo 1, con el VTh en paralelo.
- En la Fig. 3.6b está el voltaje de Thévenin en serie con la impedancia equivalente en por unidad de secuencia (0) de Thévenin ($Z_{eqTh(0)}$), que se obtuvo de las impedancias en por unidad de secuencia (0) en paralelo de la Fig. 3.6a.

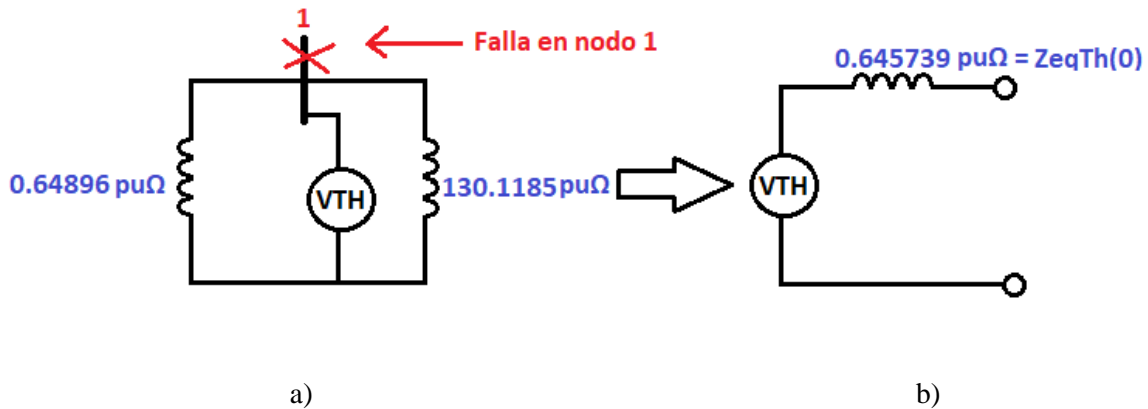


Figura 3.6: Reducción del diagrama de secuencia (0) y equivalente de Thévenin en el nodo de falla 1.

La impedancia equivalente de Thévenin de secuencia (0) que obtiene en la Fig. 3.6b en el nodo de falla 1, junto con las impedancias equivalentes de Thévenin de secuencia (+) y secuencia (-) que podemos ver en la Tabla 3.9 del nodo de falla 1, se elaboró el diagrama de secuencias (+,-,0) conectadas en serie como se ve en la figura 3.7.

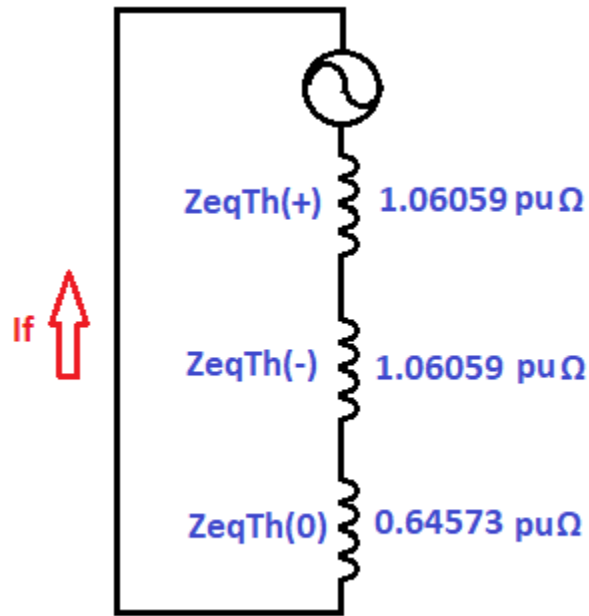


Figura 3.7: Diagrama de secuencias (+,-,0) para la falla de línea a tierra en el nodo 1.

Con el diagrama de secuencias (+,-,0), se procede a calcular la corriente de falla de línea a tierra en el nodo 1, como se muestra en la ecuación 3.12 y 3.13:

$$I_{f_{1\phi}}^{(1)} pu = \frac{V_f}{Z_{eqTh^{(+)}} + Z_{eqTh^{(-)}} + Z_{eqTh^{(0)}}} = \frac{1.0 puV}{1.06059 + 1.06059 + 0.6457} = 0.3614 puA \quad (3.12)$$

$$I_{f_{1\phi}}^{(1)} pu = (0.3614 puA)(3) = 1.0842 puA \quad (3.13)$$

Donde:

$I_{f_{1\phi}}^{(1)} pu$ = corriente de cortocircuito de línea a tierra en por unidad en el nodo 1.

V_f = Voltaje de falla.

$Z_{eqTh^{(+)}}$ = impedancia equivalente de Thévenin de secuencia (+).

$Z_{eqTh^{(-)}}$ = impedancia equivalente de Thévenin de secuencia (-).

$Z_{eqTh^{(0)}}$ = impedancia equivalente de Thévenin de secuencia (0).

Al calcular la corriente de corto circuito de línea a tierra en por unidad en el nodo 1, lo siguiente fue calcular la corriente real en amperios, lo cual se utilizó la corriente base calculada en la ecuacion 3.9, y en la siguiente ecuacion, se observa el calculo de la corriente real:

$$If_{1\phi real}^{(1)} = (Ib)(If_{1\phi}^{(1)} pu) = (1.673KA)(1.0842 puA) = 1.81 KA \quad (3.14)$$

Con el diagrama de impedancias en por unidad de secuencia (+) de la Fig. 3.3 y el ejemplo de la reducción del diagrama de secuencia (0) de Thévenin en el nodo de falla 1 de la Fig. 3.6, es como se resuelven todos los demás nodos, obteniendo en cada nodo de falla, la impedancia equivalente de Thévenin ($Z_{eqTh}(0)$) y usándola en las ecuaciones 3.12, 3.13 y 3.14 para calcular las corrientes de cortocircuito de línea a tierra en por unidad y reales.

En la Tabla 3.11 están todas las impedancias equivalentes de secuencia (0) de Thévenin en cada punto de falla del sistema de distribución.

Tabla 3.11: *Tabla de impedancias en pu equivalentes de secuencia (0) de Thévenin en cada nodo de falla del sistema eléctrico de distribución.*

Nº de Nodo	$Z_{eqTh}(0)$ (puΩ)
1	0.64573
2	2.04296
3	1.80451
4	1.79012
6	1.75175
8	1.77662
10	2.84522
11	2.82453
12	3.11606
13	6.27484
15	6.41495
17	6.39943
18	3.55592

20	3.68567
22	3.85052
24	3.81540
25	3.85011
27	3.86320
29	3.87635
31	4.09542
33	4.31524
35	4.66689
38	3.86922
39	4.07782
41	4.02814
43	4.50217
44	4.57217
45	4.55675
47	4.96981
48	5.03984
50	5.01455
51	5.05692

Estas corrientes de cortocircuito de línea a tierra que se calculan en cada nodo del sistema de distribución, nos ayudara al ajuste y coordinación de las protecciones eléctricas, para el relevador de sobrecorriente al inicio del alimentador, y el ajuste de los fusibles de distribución en los ramales y subramales laterales del sistema eléctrico de distribución.

En la Tabla 3.12, se observan todas las corrientes de cortocircuito de línea a tierra en por unidad y reales en cada uno de los nodos del sistema de distribución:

Tabla 3.12: *Tabla de corrientes de cortocircuito de línea a tierra en pu y reales de todos los nodos del sistema eléctrico de distribución.*

N° de Nodo	Corriente de falla de línea a tierra (puA)	Corriente de falla de línea a tierra (kA)
1	1.0842	1.81
2	0.6233	1.043
3	0.6118	1.023
4	0.6101	1.011
6	0.6040	1.010
8	0.5987	1.001
10	0.4298	0.719
11	0.4235	0.714
12	0.4013	0.671
13	0.3988	0.667
15	0.2190	0.366
17	0.2145	0.352
18	0.3654	0.611
20	0.3559	0.595
22	0.3447	0.576
24	0.3469	0.580
25	0.3455	0.578
27	0.3446	0.576
29	0.3437	0.575
31	0.3296	0.551
33	0.3165	0.529
35	0.2975	0.497
38	0.3442	0.576
39	0.3306	0.553
41	0.3326	0.556
43	0.3051	0.510
44	0.3014	0.504

45	0.2995	0.497
47	0.2820	0.472
48	0.2788	0.466
50	0.2756	0.456
51	0.2781	0.465

3.5 ELABORACION DEL ALIMENTADOR TZE-5390 XILITLA MEDIANTE ETAP.

Con los datos de las Tablas 3.1 del alimentador TZE-5390 Xilitla y dispositivos del sistema eléctrico como transformadores de distribución, líneas de distribución, cargas, lo siguiente es elaborar el diagrama unifilar en el software ETAP, el cual a continuación se describe cómo colocar algunos de los datos de los dispositivos del alimentador.

3.5.1 Colocación del alimentador TZE-5390 con sus respectivos datos mediante ETAP.

El siguiente procedimiento de figuras es como se debe colocar la compañía suministradora de energía en este caso CFE.

- Fig.3.8a, nos dice como colocar la compañía suministradora de energía (power grid) y colocarla en la ventana de trabajo de ETAP.
- Fig.3.8b, dando doble clic sobre la compañía suministradora de energía, se habrá la ventana de edición, que es en donde coloca la configuración de la compañía, y el nombre.
- Fig.3.8c, en la misma ventana del editor pero en las pestañas de rangos y cortocircuito, se colocan los datos de la Tabla 3.1, que son los datos que proporciona CFE, como MVAcc, aportación de corriente de cortocircuito, impedancias de cortocircuito, etc.
- Fig.3.8d, la tensión nominal de la compañía suministradora de energía en este caso CFE.

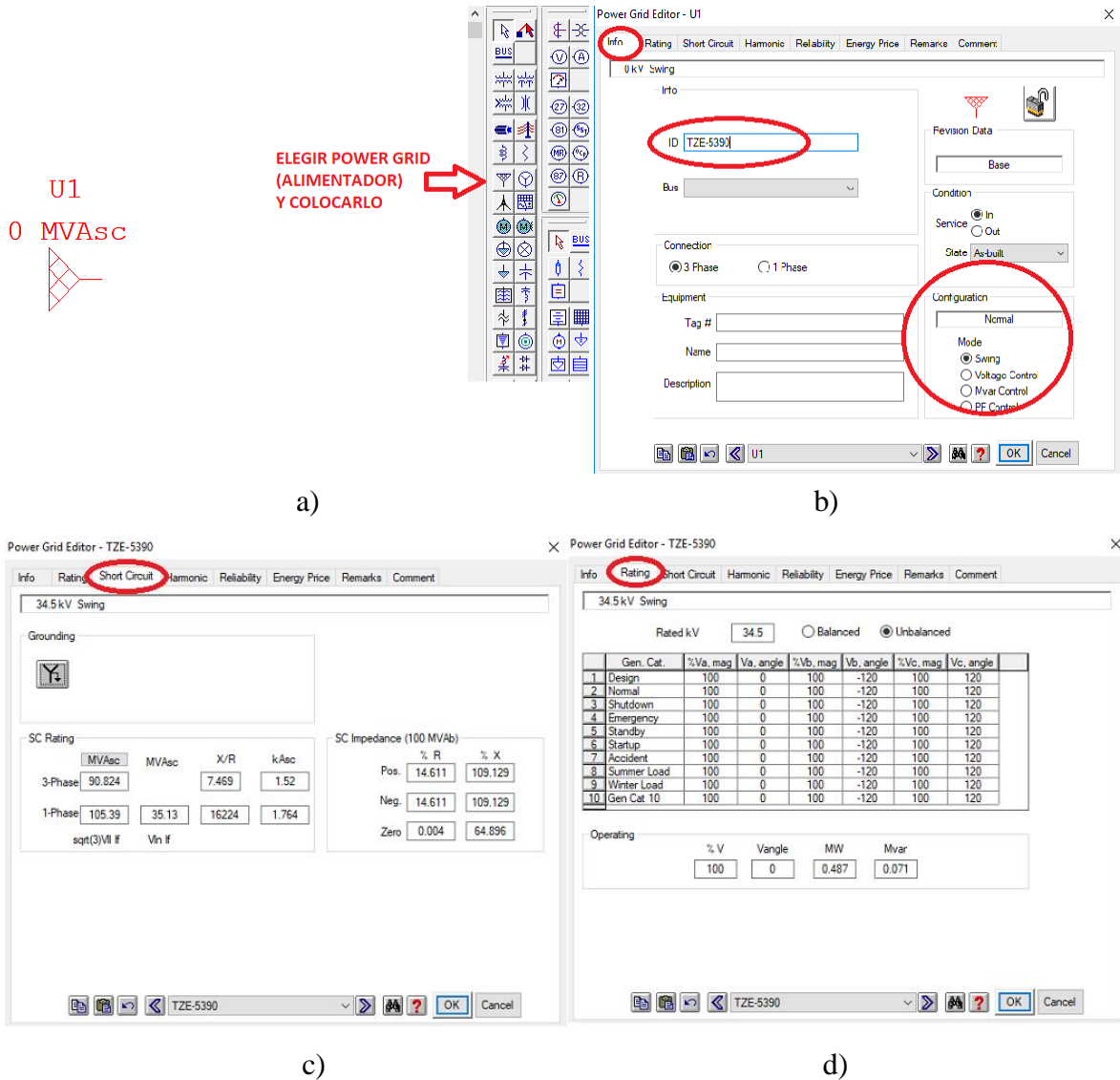


Figura 3.8: Selección y colocación del alimentador TZE-5390 con sus respectivos datos en ETAP.

3.5.2 Colocación de un nodo o bus mediante ETAP.

Una vez colocada la compañía suministradora de energía, se coloca un bus o nodo en la ventana de trabajo a un lado del alimentador, en las Fig.3.9, se observa la colocación y unión a la compañía suministradora de energía con el nodo.

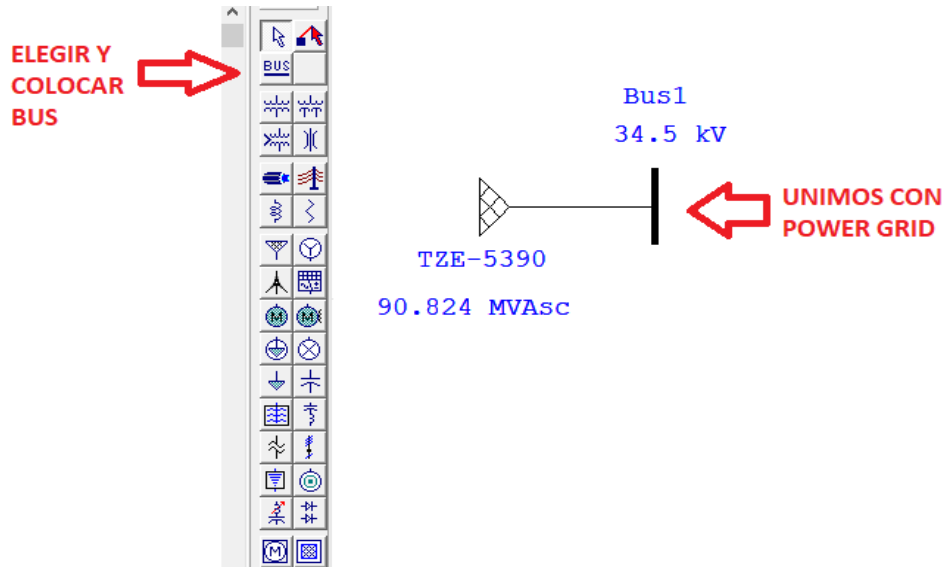


Figura 3.9: Colocación del bus o nodo principal y unión a la compañía suministradora de energía en ETAP.

3.5.3 Colocación de línea de distribución con sus respectivos datos mediante ETAP.

Lo siguiente fue colocar una línea de distribución, para esto se utiliza la librería que contiene ETAP, llamada “T&D Book” (libro de transmisión y distribución). Para colocar bien la línea de distribución con sus parámetros correctos y que concuerden con los datos de la Tabla 3.2, se sigue la secuencia de las figuras siguientes:

- Fig.3.10a, se elige la línea de distribución en la barra de herramientas de AC y se coloca en la ventana de trabajo uniendo al bus o nodo 1 que ya se colocó.
- Fig.3.10b, ya colocada la línea dando doble clic sobre la línea para abrir la ventana de edición, en la pestaña de información se coloca el nombre de la línea y la longitud como se observa en la Tabla 3.2.
- Fig.3.10c, en la pestaña de parámetros dando clic en librería del conductor, se abrirá otra ventana la cual se elige la librería “T&D Book”.
- Fig.3.10d, se elige la línea de distribución, Sparrow 2-6, 66.4 kcmil.

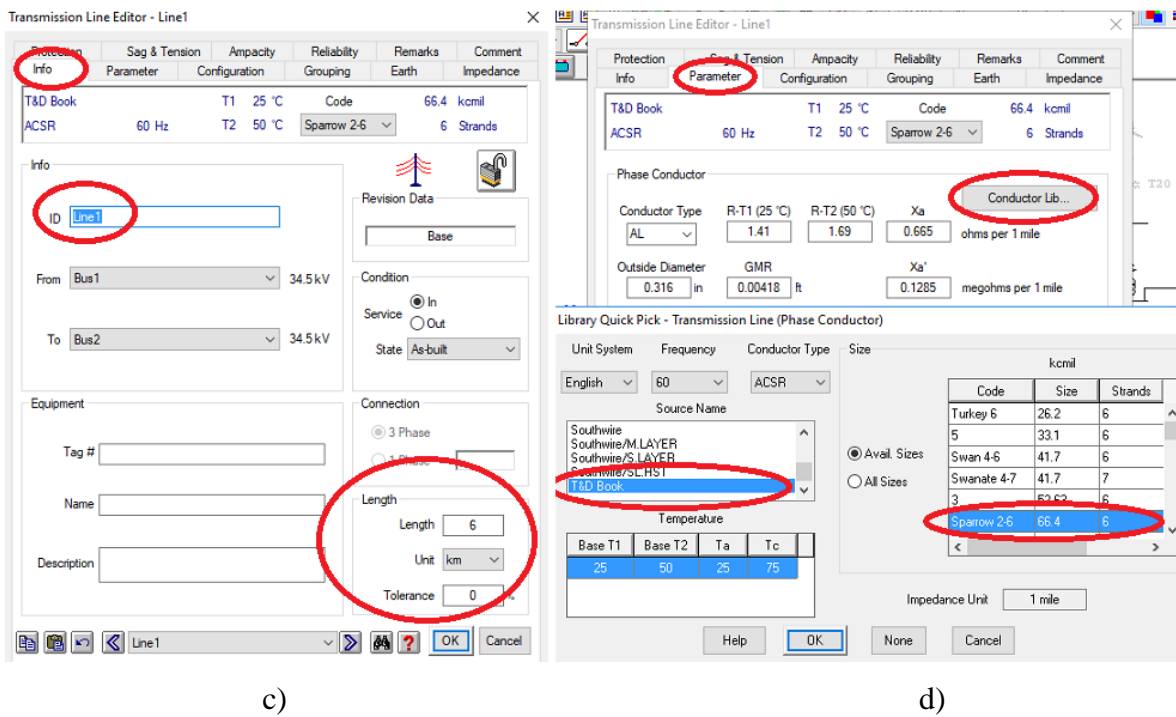
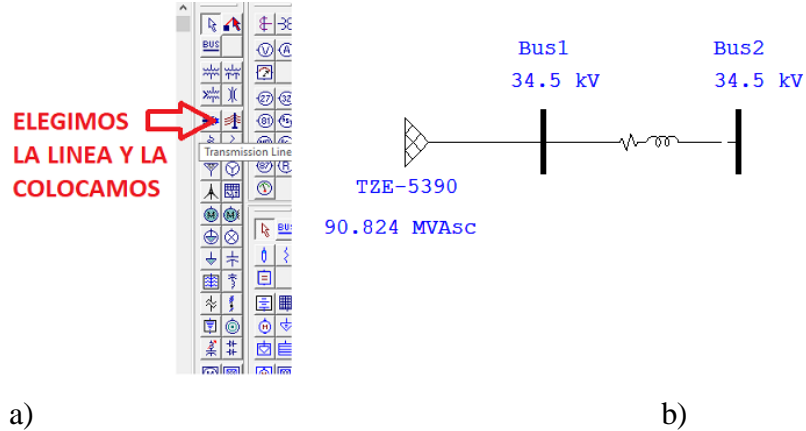


Figura 3.10: Colocación de datos de la línea de distribución 1 en ETAP.

Estos son datos importantes que deben colocarse bien en la línea de distribución, para que concuerden con los parámetros de resistencia y reactancia inductiva reales de la tabla 3.2, los códigos de los conductores escogidos en ETAP de la librería “T&D Book” son Raven 1/0 y Sparrow 2-6 (ACSR), conductores muy usados en distribución.

El otro dato importante en el editor de la línea de distribución, en la pestaña configuración, aquí es donde se debe colocar la disposición de fases en el espacio, la separación de cada conductor, para esto se utiliza el libro de coordinación de protecciones de CFE [12], en la sección tipo de estructuras en donde se dan datos como la disposición de fases en el espacio, tipo vertical, horizontal, triangular, separación de distancias entre conductores, en la Fig. 3.11a, se observa la configuración que se toma para las líneas de distribución y en la Fig. 3.11b, se observan los parámetros de la línea como resistencias y reactancias inductivas tanto de secuencia (+) y secuencia (0) que concuerdan con las de la Tabla 3.2.

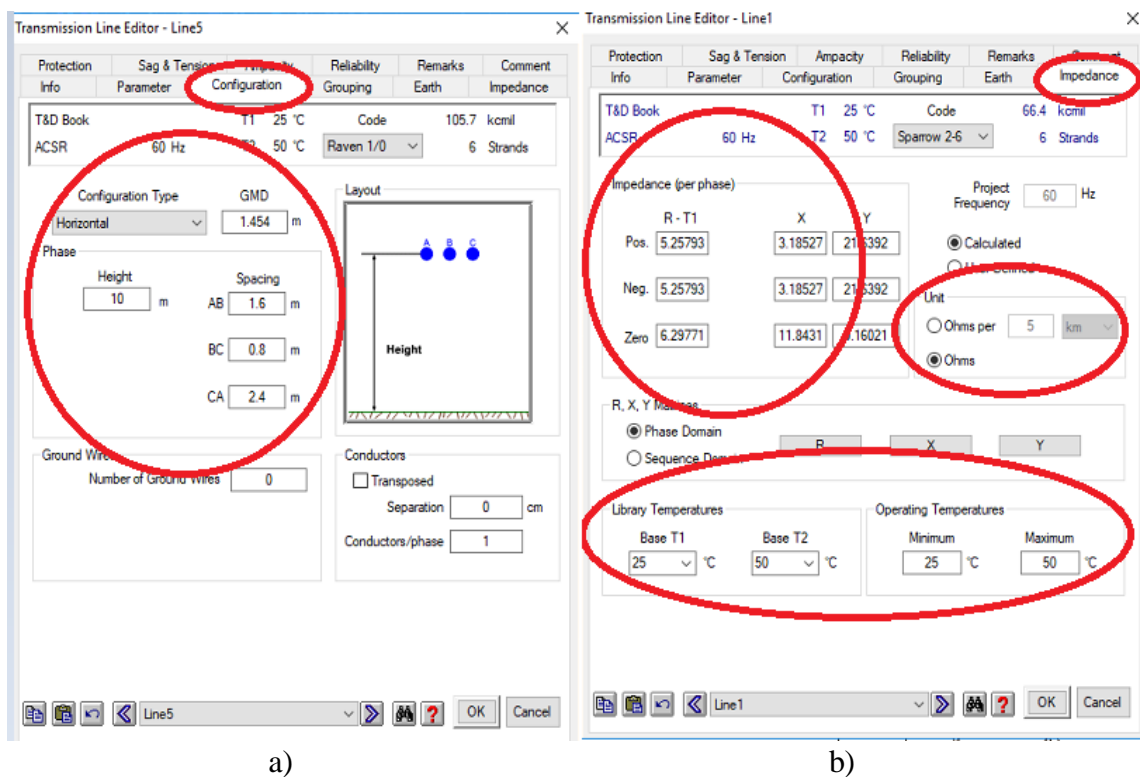


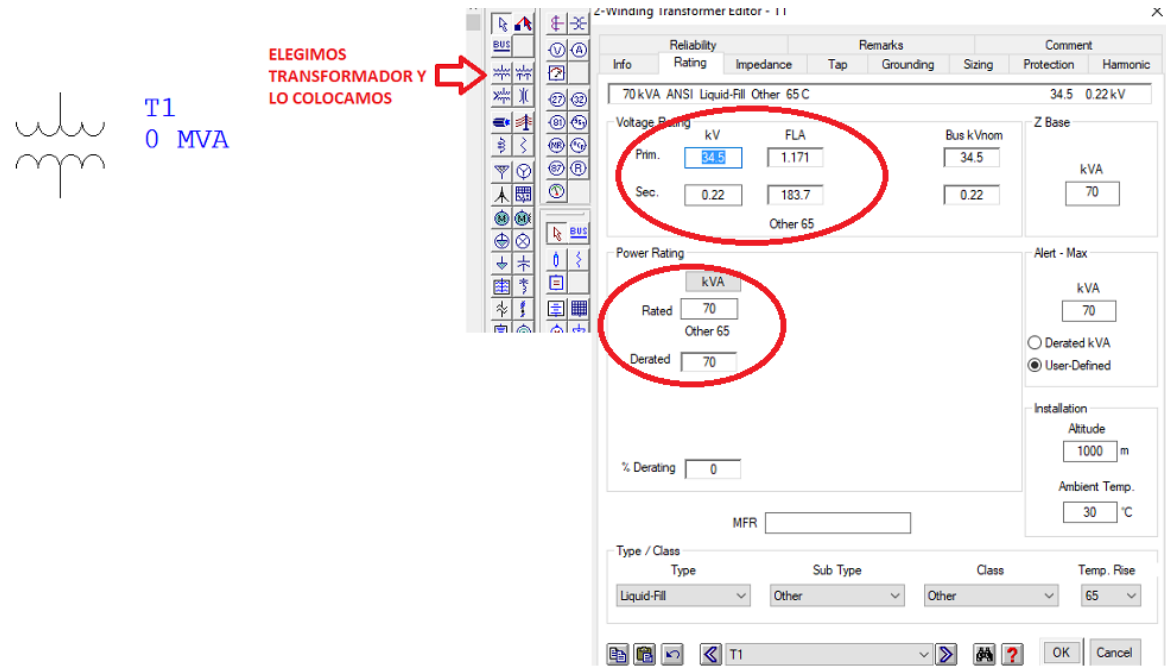
Figura 3.11: Colocación de datos de la línea de distribución 1 en ETAP (disposición de fases en el espacio e impedancias).

En la Fig. 3.11b, se debe seleccionar en el apartado de unidades ohms o colocar la longitud total de la línea en ohms por fase (6 km) de la línea 1, para que tome y calcule toda la resistencia y reactancia inductiva de toda la línea, y otra cosa importante es colocar bien las temperaturas de librería y temperaturas de operación, sino se colocan bien el software tomara otros parámetros de la línea y los cálculos no cuadraran con los de la Tabla 3.2.

3.5.4 Colocación de transformador de distribución con sus respectivos datos mediante ETAP.

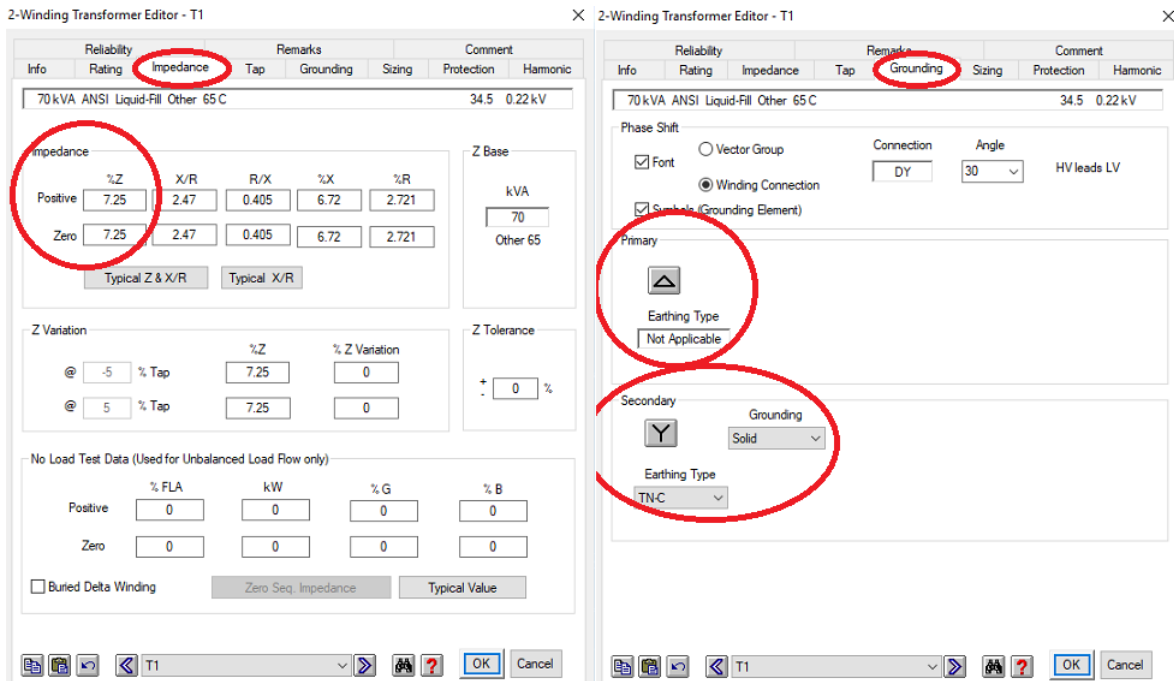
En los transformadores de distribución solo se colocan datos típicos, como tensión en primario y secundario, tipo de conexión e impedancias de secuencia (+) y secuencia (0). En la Fig. 3.12, se observa como colocar el transformador 1 con sus respectivos datos, basándose en la Tabla 3.3.

- En la Fig. 3.12a, podemos observar cómo se coloca el transformador de distribución en la ventana de trabajo de ETAP.
- En la Fig. 3.12b se colocan los niveles de tensión del lado primario y secundario del transformador de distribución y la capacidad (KVA), de acuerdo con la Tabla 3.3.
- En la Fig. 3.12c, se colocan los datos de impedancia del transformador de distribución de acuerdo a la Tabla 3.3.
- En la Fig. 3.12d, se eligen las conexiones del transformador de acuerdo a la Tabla 3.3.



a)

b)



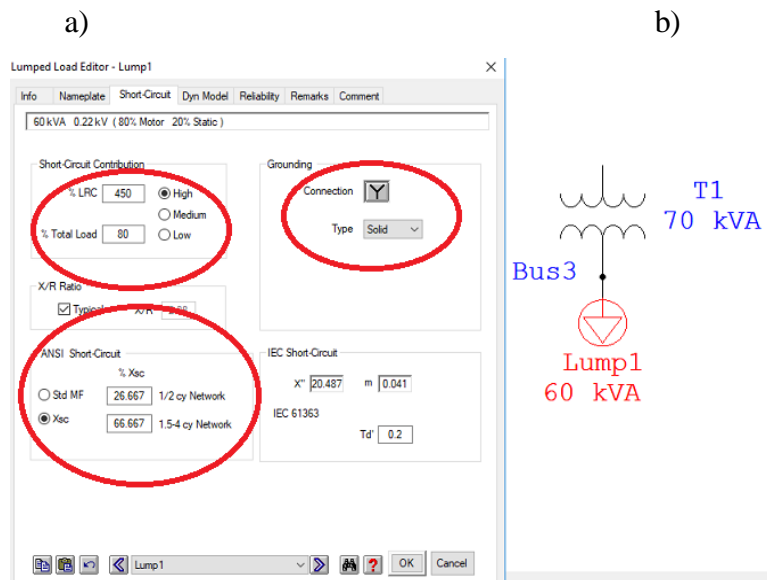
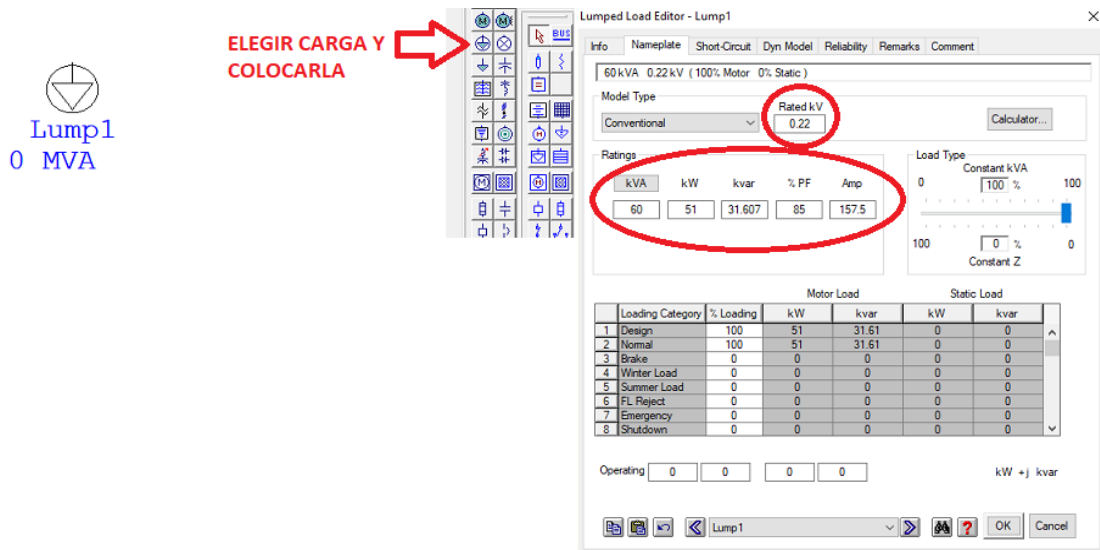
c)

d)

Figura 3.12: Colocación de datos de transformador de distribución 1 en ETAP.

3.5.5 Colocación de carga con sus respectivos datos mediante ETAP.

En las cargas de distribución solo se colocan datos de la Tabla 3.4, como tipo de tensión, los KVA de carga y que tipo de carga, en este caso se conectan al secundario de los transformadores de distribución (usuarios a 220v). En la Fig. 3.13 observamos como colocar la carga 1 con sus respectivos datos, basándose en la Tabla 3.4.



c)

Figura 3.13: Colocación de datos de la carga 1 en ETAP.

En la Fig. 3.13c, se debe colocar 450 % de LRC (corriente a rotor bloqueado) para obtener las impedancias correctas como se observan en la Tabla 3.4, lo cual en tipo de carga en la Fig. 3.13b, se coloca 100% motores, para tomar la reactancia de 1/2 ciclo completa para el estudio de cortocircuito de fallas trifásicas y la de 1.5 a 4 ciclos para el análisis de cortocircuito de fallas de línea a tierra.

Con la colocación de la carga 1 se termina de ver como colocar cada dispositivo que se utiliza en este alimentador TZE-5390, así como colocar cada dato requerido de cada dispositivo con la ayuda de las Tablas 3.1, 3.2, 3.3 y 3.4. En la Fig. 3.14 se observa el alimentador TZE-5390 Xilitla completo mediante ETAP.

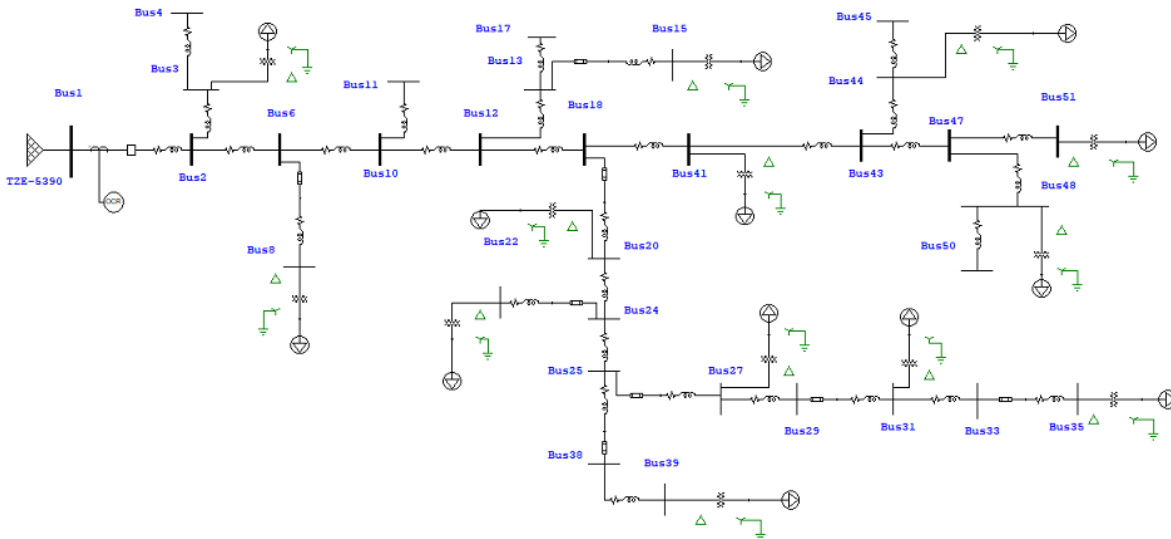


Figura 3.14: Alimentador TZE-5390 Xilitla en ETAP.

3.6 CONCLUSIONES.

En este capítulo se llega a la conclusión de realizar un correcto análisis de cortocircuito de fallas trifásicas y línea a tierra mediante el método de Thévenin y comprobando resultados en el software ETAP 12.6.0, en la Fig. 3.15 se observa el diagrama unifilar TZE-5390 Xilitla con todas las corrientes de falla trifásicas en cada nodo de 34.5 Kv y en la Fig. 3.16 el diagrama unifilar TZE-5390 Xilitla con todas las corrientes de cortocircuito de fallas de línea a tierra en cada nodo de 34.5 KV.

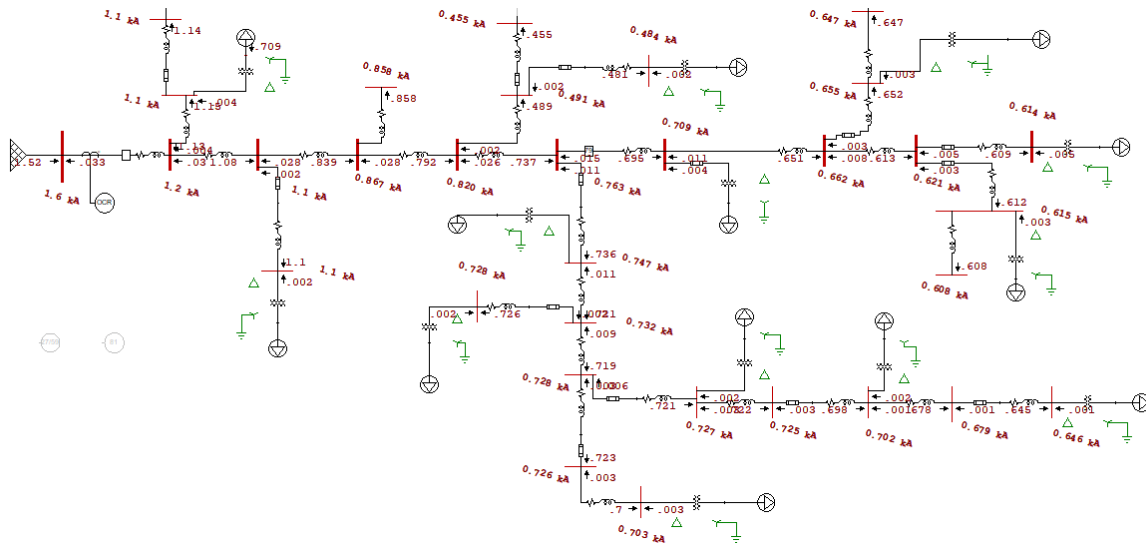


Figura 3.15: Alimentador TZE-5390 Xilitla con corrientes de cortocircuito trifásicas en cada nodo.

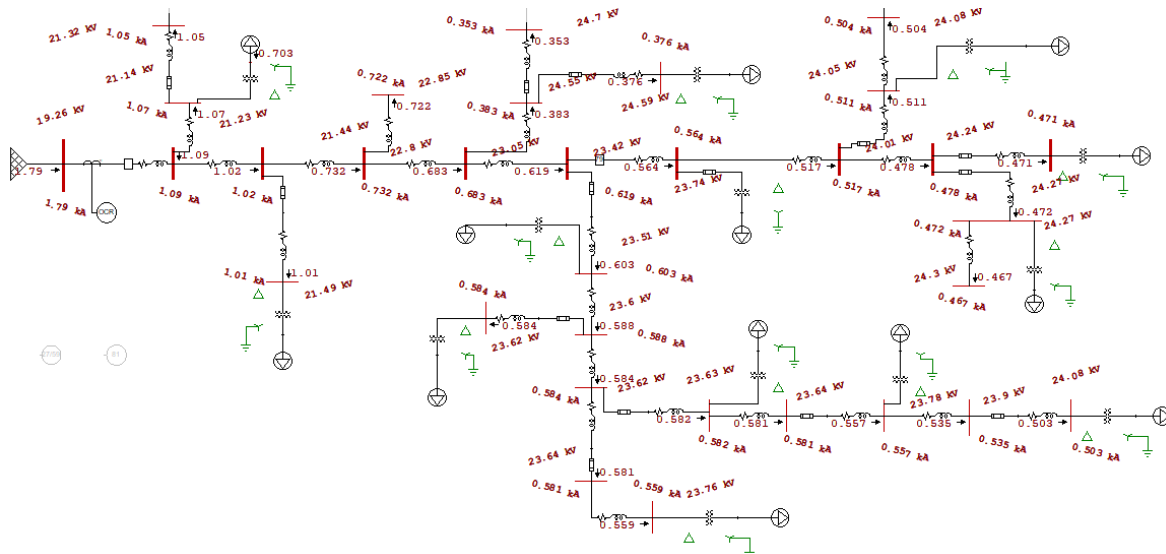


Figura 3.16: Alimentador TZE-5390 Xilitla con corrientes de cortocircuito de línea a tierra en cada nodo.

En la Tabla 3.13 se observan las corrientes de cortocircuito trifásicas y de línea a tierra en cada nodo, calculadas por el método de Thévenin y las calculadas por ETAP, se observa que hay diferencias que van desde los 5 a 30 amperes, lo cual no es mucha la diferencia y esto nos indica que el análisis hecho por Thévenin es correcto.

Tabla 3.13: *Tabla de comparación de corrientes de cortocircuito trifásicas y de línea a tierra reales por el método de Thévenin y con ETAP de cada nodo.*

N° de Nodo	Corrientes de falla 3 ϕ por Thevenin (KA)	Corrientes de falla 3 ϕ por ETAP (KA)	Corrientes de falla de línea a tierra por Thevenin (KA)	Corrientes de falla de línea a tierra por ETAP (KA)
1	1.57	1.55	1.81	1.79
2	1.093	1.160	1.043	1.090
3	1.080	1.150	1.023	1.070
4	1.078	1.141	1.011	1.050
6	1.041	1.110	1.010	1.020
8	1.034	1.111	1.001	1.010
10	0.809	0.867	0.719	0.732
11	0.806	0.858	0.714	0.722
12	0.767	0.820	0.671	0.683
13	0.465	0.491	0.373	0.383
15	0.459	0.484	0.366	0.376
17	0.431	0.455	0.342	0.353
18	0.719	0.763	0.611	0.619
20	0.705	0.747	0.595	0.603
22	0.708	0.728	0.576	0.584
24	0.692	0.732	0.580	0.588
25	0.692	0.728	0.578	0.584
27	0.691	0.727	0.576	0.582
29	0.690	0.725	0.575	0.581
31	0.668	0.702	0.551	0.557
33	0.648	0.679	0.529	0.535
35	0.617	0.646	0.497	0.503
38	0.690	0.726	0.576	0.581

39	0.669	0.703	0.553	0.559
41	0.670	0.709	0.556	0.564
43	0.627	0.662	0.510	0.517
44	0.622	0.655	0.504	0.511
45	0.616	0.647	0.497	0.504
47	0.590	0.621	0.472	0.478
48	0.585	0.615	0.466	0.472
50	0.576	0.608	0.461	0.467
51	0.584	0.614	0.465	0.471

Simulación y protección del alimentador TZE-5390 sin GD mediante ETAP.

4.1 INTRODUCCIÓN.

En este capítulo se describen los ajustes necesarios para ajustar el relevador de sobrecorriente DFP 100 GE Mlitolin, al inicio del alimentador TZE-5390 Xilitla, al igual que la selección correcta de los fusibles de distribución para cada ramal y subramal del alimentador y poder proteger los transformadores de distribución.

Lo más importante en este capítulo es la coordinación de las protecciones, ya que aquí se realizan los cálculos hechos a mano y comprobados en el software ETAP, basados en los criterios que se vieron en la sección 2.8.13, 2.8.14, y toda la sección completa 2.9 que se basa en ajuste y coordinación de protecciones, en este trabajo se realizan los ajustes y coordinación necesarios de los siguientes dispositivos de protección:

- Relevador – fusible.
- Fusible – fusible.

Ya que estos dispositivos de protección son los que predominan en el alimentador TZE-5390 Xilitla, dicho alimentador fue sacado de un diagrama unifilar de CFE con estas protecciones propuestas, este capítulo y el siguiente abarcara el impacto que tienen la coordinación de las protecciones con y sin generación distribuida (GD) mediante ETAP.

En este capítulo se realizan el ajuste, simulación y coordinación de protecciones del alimentador radial TZE-5390 Xilitla sin generación distribuida (GD) mediante ETAP.

4.2 CALCULO Y AJUSTE DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE EN ALIMENTADOR TZE-5390 XILITLA.

Los ajustes correspondientes a las protecciones de sobrecorriente del alimentador TZE-5390 Xilitla, se realizan utilizando los criterios vistos en la sección 2.9 y la Tabla 2.2.

Los datos iniciales con los cuales se comienza el cálculo de ajustes para las protecciones de sobrecorriente en el alimentador son los siguientes:

- Transformador de 30 MVA de las subestación.
- Tensión del alimentador: 34.5 KV.
- Relación de transformación: $100/5 = 20$.

Las corrientes de cortocircuito trifásicas y monofásicas del bus 2 son:

- $I_{cc3\phi} = 0.763 \text{ KA}$.
- $I_{cc1\phi} = 0.619 \text{ KA}$
- $I_{cc3\phi} 80\% = 0.740 \text{ KA}$.
- $I_{cc1\phi} 80\% = 0.401 \text{ KA}$.

Estas corrientes se calculan con ETAP, como se vio en el capítulo 3, ver Tabla 3.13.

4.2.1 Protección de sobrecorriente instantánea de fases (50F) en alimentador TZE-5390 Xilitla.

Aplicando la sección 2.9.8.2, para este tipo de protección en los alimentadores se tienen los siguientes datos:

1. Corriente de cortocircuito trifásica al 80% de la línea $I_{cc3\phi} 80\% = 740 \text{ A}$.
2. Relación de transformación del Transformador de corriente $RTC = 20$.

Con los datos anteriores se calcula el Pick-Up instantáneo, el cual se calcula con la siguiente ecuación:

$$I_{pick\ up50F} = \frac{740\ A}{20} = 37\ A \quad (4.1)$$

4.2.2 Protección de sobrecorriente instantánea al neutro (50N) en alimentador TZE-5390 Xilitla.

Aplicando la sección 2.9.8.3, para este tipo de protección en los alimentadores se tienen los siguientes datos:

1. Corriente de cortocircuito monofásica al 80% de la línea $I_{cc1\phi} 80\% = 401\ A$.
2. Relación de transformación del Transformador de corriente RTC = 20.

Con los datos anteriores se calcula el Pick-Up instantáneo, el cual se calcula con la siguiente ecuación:

$$I_{pick\ up50N} = \frac{401\ A}{20} = 20.05\ A \quad (4.2)$$

4.2.3 Protección de sobrecorriente con retardo de tiempo de fases (51F) en alimentador TZE-5390 Xilitla.

Aplicando la sección 2.9.9.1 para el cálculo del TAP para la protección de sobrecorriente de retardo de tiempo se calcula primero la corriente nominal del alimentador TZE-5390 Xilitla considerando que hay 6 alimentadores, utilizando la ecuación siguiente:

$$I_{nom\ Alim} = \frac{5\ MVA}{\sqrt{3} * 34.5\ KV} = 83.67\ A \quad (4.3)$$

Esta corriente nominal es utilizada al 200% para el cálculo de corriente de sobrecarga, y se calcula como sigue:

$$I_{sobrecarga\ Alim} = (2)(83.67\ A) = 167.34\ A \quad (4.4)$$

Con la corriente de sobrecarga al 200% se calcula el TAP correspondiente a la protección con retardo de tiempo, utilizando la corriente cortocircuito trifásica al 100% ($I_{cc3\phi} 100\%$) y se obtiene con la ecuación siguiente:

$$TAP = \frac{167.34\ A}{20} = 8.36\ A \quad (4.5)$$

Una vez obtenido el TAP se calcula el múltiplo de TAP (MT) como se ve a continuación:

$$MT = \frac{763\ A}{(8.36)(20)} = 6.93 \quad (4.6)$$

Aplicando la ecuación 2.23 de la sección 2.9.7 para el relevador GE Multilin DFP 100 para obtener el dial de tiempos (TD) y con un tiempo de operación de 0.7 segundos se tiene:

$$TD = \frac{0.7}{0.02434 + \frac{5.64}{(4.56)^2 - 1}} = 2.26 \quad (4.7)$$

4.2.4 Protección de sobrecorriente con retardo de tiempo al neutro (51N) en alimentador TZE-5390 Xilitla.

Para esta proteccion se utiliza la misma ($I_{nom} Alim$) que fue calculada en la ecuación 4.17, esta corriente nominal es utilizada al 40% para el cálculo de corriente de sobrecarga, y se calcula con la siguiente ecuación:

$$I_{sobrecarga} Alim = (0.4)(83.67 A) = 33.46A \quad (4.8)$$

Se utiliza la corriente de cortocircuito monofásica al 100% ($I_{cc1\phi} 100\%$) del alimentador al próximo restaurador o nodo. Con la corriente de sobrecarga anterior se calcula el TAP correspondiente a la protección de sobrecorriente con retardo de tiempo, y se calcula como sigue:

$$TAP = \frac{33.46 A}{20} = 1.67 A \quad (4.9)$$

Una vez obtenido el TAP se calcula el múltiplo de TAP (MT), como sigue:

$$MT = \frac{619 A}{(1.67)(20)} = 18.49 \quad (4.10)$$

Aplicando la ecuación 2.23 de la sección 2.9.7 para el relevador GE Multilin DFP 100 para obtener el dial de tiempos (TD) y con un tiempo de operación de 0.4 segundos se tiene:

$$TD = \frac{0.4}{0.02434 + \frac{5.64}{(18.49)^2 - 1}} = 9.80 \quad (4.11)$$

4.3 PROTECCIÓN DE CORTACIRCUITOS FUSIBLE DE DISTRIBUCIÓN PARA ALIMENTADOR TZE-5390 XILITLA.

El alimentador empleado en este proyecto solo cuenta con el relevador de sobrecorriente al principio del alimentador y cortacircuitos fusible tipo distribución en cada ramal y subramal lateral del alimentador, el siguiente paso se eligen correctamente los fusibles de

distribución para cada ramal y subramal en donde se encuentra cada transformador de distribución.

4.3.1 Selección de cortacircuitos fusible de distribución para los ramales y subramales del alimentador TZE-5390 Xilitla.

De acuerdo a la sección 2.8.12 se seleccionan adecuadamente los fusibles de distribución para los ramales y subramales del alimentador, considerando los siguientes puntos:

- Voltaje nominal del fusible $V_{nf} \geq V_f - t$ sistema cuando se aplica sobre f-t en un sistema trifásico.
- Corriente de interrupción $I_i \geq$ corriente de falla máxima presente en el punto de ubicación del fusible.
- Corriente nominal continua $I_n \geq$ corriente de carga máxima.

Al simular el alimentador TZE-5390 Xilitla con flujos de carga mediante el software ETAP 12.6.0, se puede determinar las corrientes nominales que pasan por cada ramal del alimentador.

Basandose en la Fig. 3.1 del capítulo 3 que es el diagrama unifilar original del alimentador TZE-5390 Xilitla, como se observa cada ramal y subramal tiene su transformador de distribución y su respectiva protección que es un cortacircuitos fusible, se observa que algunos ramales no cuentan con cortacircuitos fusible, como en T1, T9, T10, T11, T12, ya que en secciones posteriores se implementa un restaurador en el nodo 18, para poder aliviar fallas transitorias en esos ramales y fusibles a cada transformador sin protección.

En el caso de T1 no es necesario colocar un cortacircuito fusible, ya que T1 se encuentra muy cerca de la subestacion principal en donde se encuentra la proteccion de sobrecorriente, la diferencia de corrientes de cortocircuito entre los nodos 2 y 3 es casi nula, lo cual al haber una falla en el nodo 3 el relevador de sobrecorriente actua inmediatamente liberando la falla, al menos de que CFE haya propuesto que T1 es un ramal muy importante entonces en el diagrama unifilar original de la Fig. 3.1 tendría su cortacircuito fusible.

En la Tabla 4.1 estan los cortacircuitos fusibles adecuadamente seleccionados de cada ramal y subramal mediante ETAP, cabe señalar que cada fusible fue correctamente seleccionado considerando los criterios de coordinacion vistos en la sección 2.8.13 y 2.8.14,

algunos de diferente fabricante. Los tiempos de las curvas MMT y MCT de cada fusible de la Tabla 4.1 son tiempos calculados para fallas trifásicas.

Tabla 4.1: *Fusibles seleccionados mediante ETAP, considerando tiempos de curvas MCT y MMT con fallas trifásicas.*

N° Marca y modelo del fusible.	Corriente de carga de cada ramal (A)	Corriente continua del fusible. (A)	Corriente interruptiva del fusible. (KA)	MCT del fusible (seg)	MMT del fusible (seg)	Velocidad Y tamaño	Tensión del fusible (KV)
F1 S&C SMU-20	0.6	3	10	0.0243	0.010	Rapida 3K	38
F2 S&C SMU-20	0.6	3	10	0.0291	0.010	Rapida 3K	38
F3 S&C SMU-20	2.8	30	10	0.110	0.0592	Slow 30E	38
F4 Southernstates BPA-PX	0.6	3	6.25	0.0463	0.010	Rapida 3A	34.5
F5 Southernstates BPA-PE	1.4	30	6.25	0.218	0.133	Estandar 30A	34.5
F6 S&C SMU-20	0.7	30	10	0.076	0.0411	Rapida 30K	38
F7 S&C SMU-20	0.3	3	10	0.0269	0.010	Rapida 3K	38

F8						Rapida	
S&C	0.8	3	10	0.0264	0.010	3K	38
SMU-20							

En algunos fusibles de la Tabla 4.1 se toman diferentes niveles de tension, como 38 Kv, se escogen tamaños mas grandes y corrientes continuas mucho mas grandes que la corriente nominal de carga de cada ramal y subramal del alimentador, como es el caso de F5 se tomo un fusible de mucha mas alta capacidad de conductividad de corriente de 1.4 A a 30 A, y se observa que es un fusible estandar no rapido como los demas, este se elige asi para que pueda coordinarse bien con los fusibles F6 y F7, ya que en el nodo 27 y 31 la diferencia de corrientes de cortocircuito trifasicas es casi nula, esto afecta en la coordinacion de los fusibles.

4.4 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN ALIMENTADOR TZE-5390 XILITLA MEDIANTE ETAP.

Para la coordinación de protecciones electricas cabe señalar que se hizo mediante los criterios de coordinación establecidos en la sección 2.9 para el relevador de sobrecorriente – fusble y la seccion 2.8.13, 2.8.14 para fusibles – fusibles utilizando el software ETAP, estos criterios estan establecidos por CFE. [7] [12].

4.4.1 Coordinación de relevador – fusible en alimentador TZE-5390 Xilitla.

Basándose en la Fig. 2.1 del diagrama unifilar original del alimentador, se observa que el ramal más cercano a la subestación es en donde se encuentra el transformador de distribución 2 (T2) y la protección de fusible (F1).

El criterio establece que debe existir un margen mínimo en tiempo de coordinación cuando menos 0.3 segundos entre la curva MCT del fusible y la curva característica del relevador 51 para la máxima corriente de cortocircuito común a ambos dispositivos.

Antes de proceder a la coordinación de estas dos protecciones eléctricas, primero se colocaran los datos calculados en la sección 4.2 sobre el relevador de sobrecorriente 50/51 GE Multilin DFP 100 tanto fases y neutro en el software ETAP, ver Fig. 4.1.

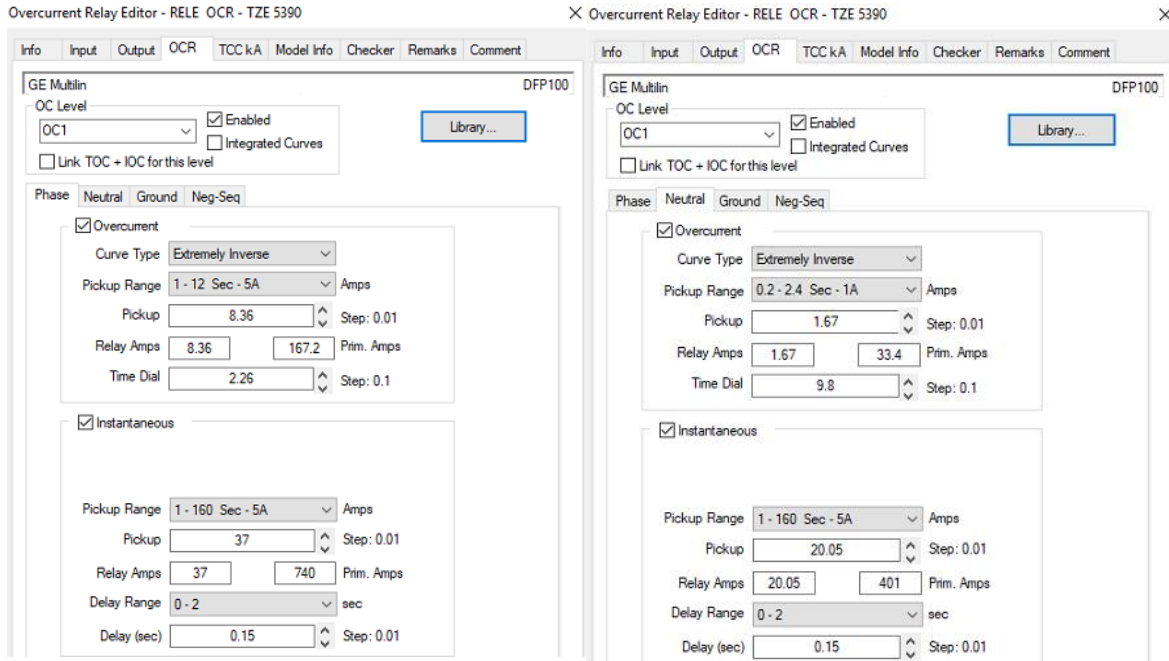


Figura 4.1: Datos del relé de sobrecorriente 50F/51F Y 50N/51N GE Multilin DFP 100 mediante ETAP.

El relevador se sitúa como se ve en la Fig. 4.2, después del nodo 1 que es el que representa la subestación de potencia o el nodo de baja tensión (34.5 Kv) del transformador de potencia de la subestación, el transformador de corriente (TC) que lleva es de 100/5 como se vio en la sección 4.2, el interruptor de potencia que se elige para el relé de sobrecorriente es de 38 Kv, 5 ciclos, marca ABB.

Algo importante que señalar es que como se observa en la Fig. 4.1, el relé de retardo de tiempo 51 se elige la curva tipo extremadamente inversa, ya que dicha curva debe elegirse para poder realizar una buena coordinación de relevador - fusible.

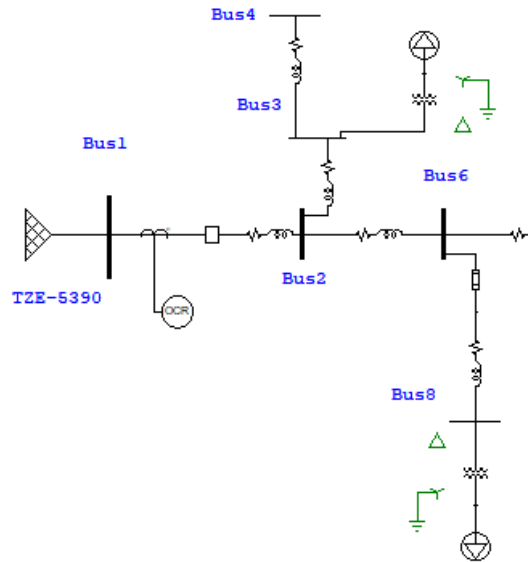


Figura 4.2: Colocación del relé de sobrecorriente en alimentador TZE-5390 Xilitla con su respectivo transformador de corriente e interruptor de potencia.

Como se observa en la Fig. 4.2, el fusible que esta entre el nodo 6 y 8 es el fusible 1 (F1), este se coordina con el relevador de sobrecorriente. Al aplicar una falla trifásica en el nodo 8, la secuencia y tiempos de operación quedan de la siguiente manera, ver Fig. 4.3.

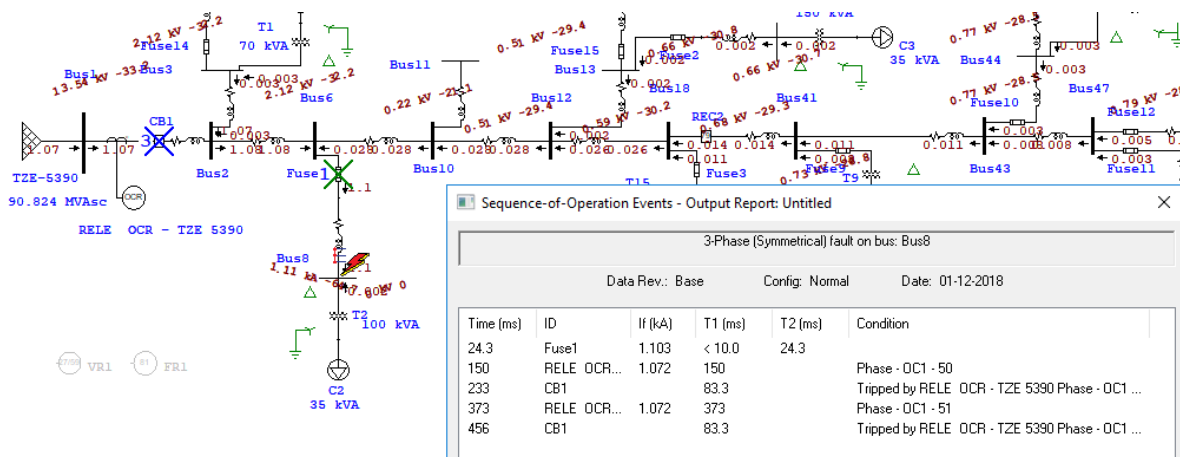


Figura 4.3: Falla trifásica en el nodo 8 y secuencia de operación del fusible 1 y relé de sobrecorriente.

En la Tabla 4.2 se observa con más claridad la secuencia y tiempos de operación de cada protección, al haber una falla trifásica en el nodo 8.

Tabla 4.2: Secuencia y tiempos de operación de protecciones eléctricas al haber una falla trifásica en el nodo 8.

Secuencia de operación y dispositivo de protección	Corriente de CC trifásica (A)	Tiempo de operación del dispositivo (seg)	Apertura de interruptor de potencia (seg)
1 Fusible 1	1103	0.0243	
2 Protección 50F	1072	0.150	0.233
3 Protección 51F	1072	0.373	0.456

Al aplicar una falla monofásica a tierra en el nodo 8, la secuencia y tiempos de operación de cada protección quedan de la siguiente manera, ver Fig. 4.4.

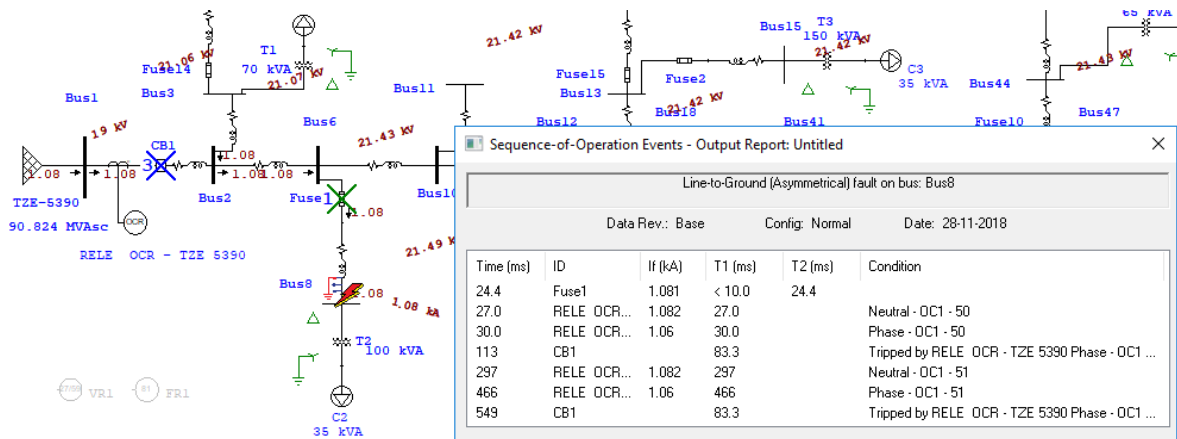


Figura 4.4: Falla monofásica a tierra en el nodo 8 y secuencia de operación del fusible 1 y relé de sobrecorriente.

En la Tabla 4.3 se observa con más claridad la secuencia y tiempos de operación de cada protección, al haber una falla monofásica a tierra en el nodo 8.

Tabla 4.3: *Secuencia y tiempos de operación de protecciones eléctricas al haber una falla monofásica a tierra en el nodo 8.*

Secuencia de operación y dispositivo de protección	Corriente de CC monofásica a tierra (A)	Tiempo de operación del dispositivo (seg)	Apertura de interruptor de potencia (seg)
1 Fusible 1	1081	0.0244	
2 Protección 50N	1082	0.027	0.113
3 Protección 51N	1082	0.297	0.549

Con la secuencia y tiempo operación se concluye que la coordinación del relevador – fusible es adecuada, en la Fig. 4.5 se observan las curvas de tiempo-corriente del relevador de sobrecorriente 50F/51F con el fusible 1 (F1) para una falla trifásica en el nodo 8, respetando el margen de coordinación mínimo de 0.376 segundos entre la curva MCT del fusible y la curva extremadamente inversa de la protección 51F, como lo indica la sección 2.9.4.

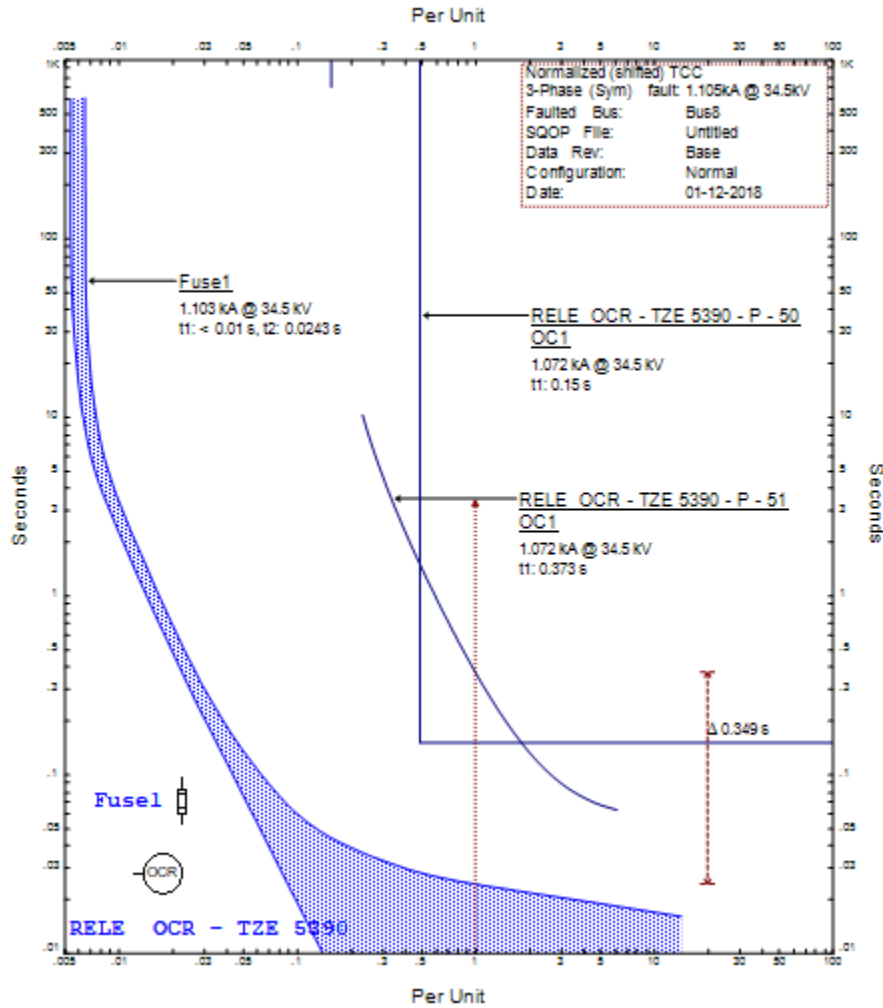


Figura 4.5: Curvas tiempo corriente de relevador de sobrecorriente 50F/51F y fusible 1, con margen de coordinación de 0.349s entre curva MCT y curva 51F.

Con la figura anterior se llega a la conclusión de una coordinación adecuada entre relevador – fusible, aplicando tanto una falla trifásica y una falla monofásica a tierra, cabe señalar que si hubiera una falla en el nodo 6 o 10, el fusible 1 (F1) no debe operar, solo debe operar el relevador 50F/51F o 50N/51N dependiendo de la falla que se presente.

4.4.2 Coordinación de fusible – fusible en alimentador TZE-5390 Xilitla.

Una vez coordinado el relevado – fusible, ahora se pasa a coordinar los fusibles posteriores, por ejemplo el fusible 2 (F2) protege al transformador de distribución 3 (T3), hay que señalar que este fusible no tiene fusibles en serie por el cual coordinar, lo que sí se puede ver es el tiempo en el cual opera este fusible para proteger el ramal en donde se

encuentra el transformador de distribución 3, en la Fig. 4.6 se observa la secuencia y tiempo de operación de cada dispositivo de protección.

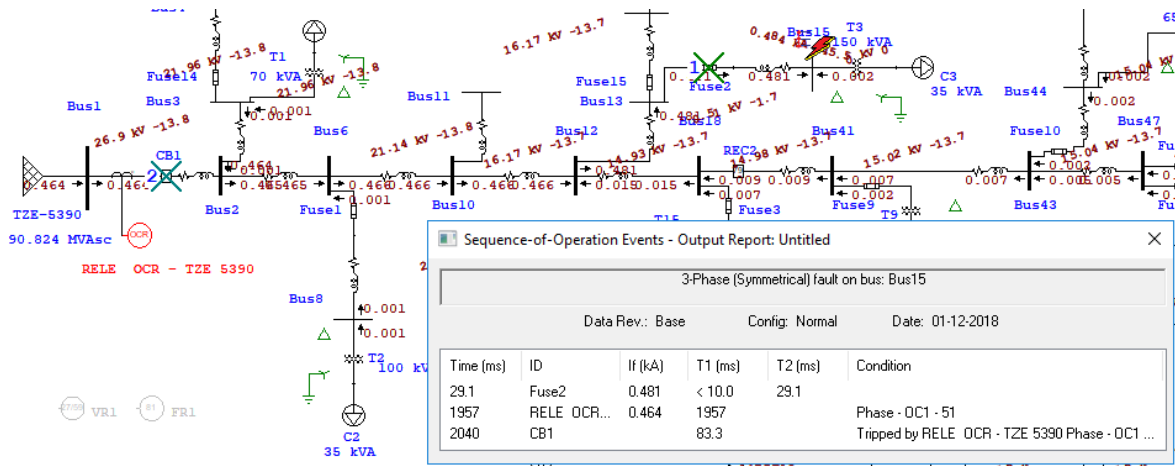


Figura 4.6: *Falla trifásica en el nodo 15 y secuencia de operación del fusible 2 y relé de sobrecorriente.*

En la Tabla 4.4 se observan los tiempos y secuencia de operación de los dispositivos de protección, como se ve el fusible 2 (F2) opera de inmediato a 0.029 segundos y protege el ramal, pero en caso de que no opere el fusible el relevador de sobrecorriente opera 1.957 segundos de tiempo después el cual no es muy confiable.

Tabla 4.4: *Secuencia y tiempos de operación de protecciones eléctricas al haber una falla trifásica en el nodo 15.*

Secuencia de operación y dispositivo de protección	Corriente de CC trifásica (A)	Tiempo de operación del dispositivo (seg)	Apertura de interruptor de potencia (seg)
1 Fusible 2	482	0.029	
2 Protección 51F	465	1.95	2.04

Al aplicar una falla monofásica a tierra en el nodo 15, la secuencia de operación de las protecciones y los tiempos de operación quedan de la siguiente manera, ver Fig. 4.7.

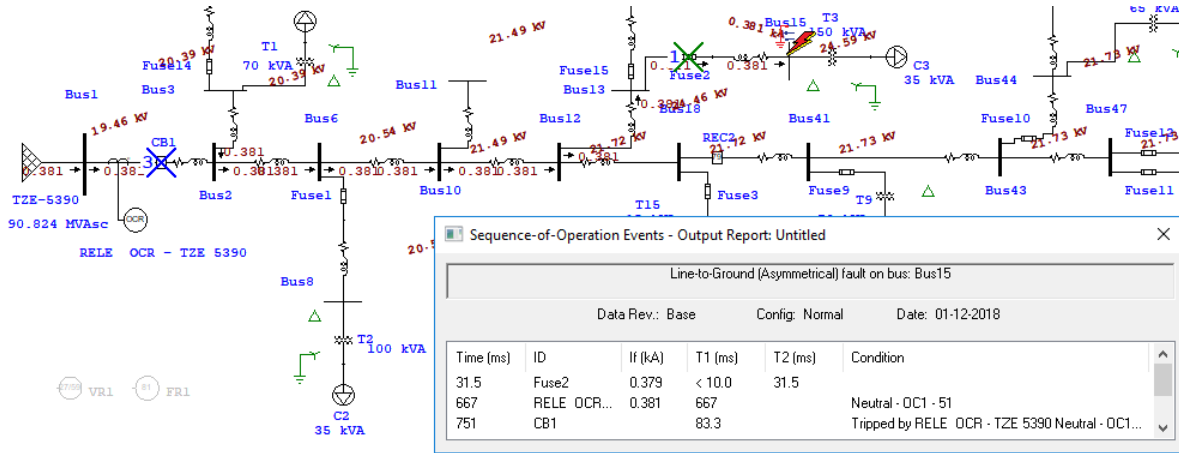


Figura 4.7: Falla monofásica a tierra en el nodo 15 y secuencia de operación del fusible 2 y relé de sobrecorriente.

En la Tabla 4.5 se observa la secuencia y tiempos de operación de cada dispositivo, al haber una falla monofásica a tierra en el nodo 15.

Tabla 4.5: Secuencia y tiempos de operación de protecciones eléctricas al haber una falla monofásica a tierra en el nodo 15.

Secuencia de operación y dispositivo de protección	Corriente de CC monofásica a tierra (A)	Tiempo de operación del dispositivo (seg)	Apertura de interruptor de potencia (seg)
1 Fusible 2	379	0.0315	
2 Protección 51N	381	0.667	0.751

En la Fig. 4.8 se observan las curvas del relevador de sobrecorriente 50F/51F con el fusible 2 (F2) con una falla trifásica en el nodo 15, en este caso el margen de coordinación entre la curva MCT y la curva tipo extremadamente inversa de la protección 51F, no deben cumplir el margen descrito en la sección 2.9.4, ya que este ramal está muy lejano de la

subestación, se observa que su margen de coordinación es de 1.85 segundos, también se observa que la protección instantánea 50F no ve la falla, por lo tanto no se ve involucrada.

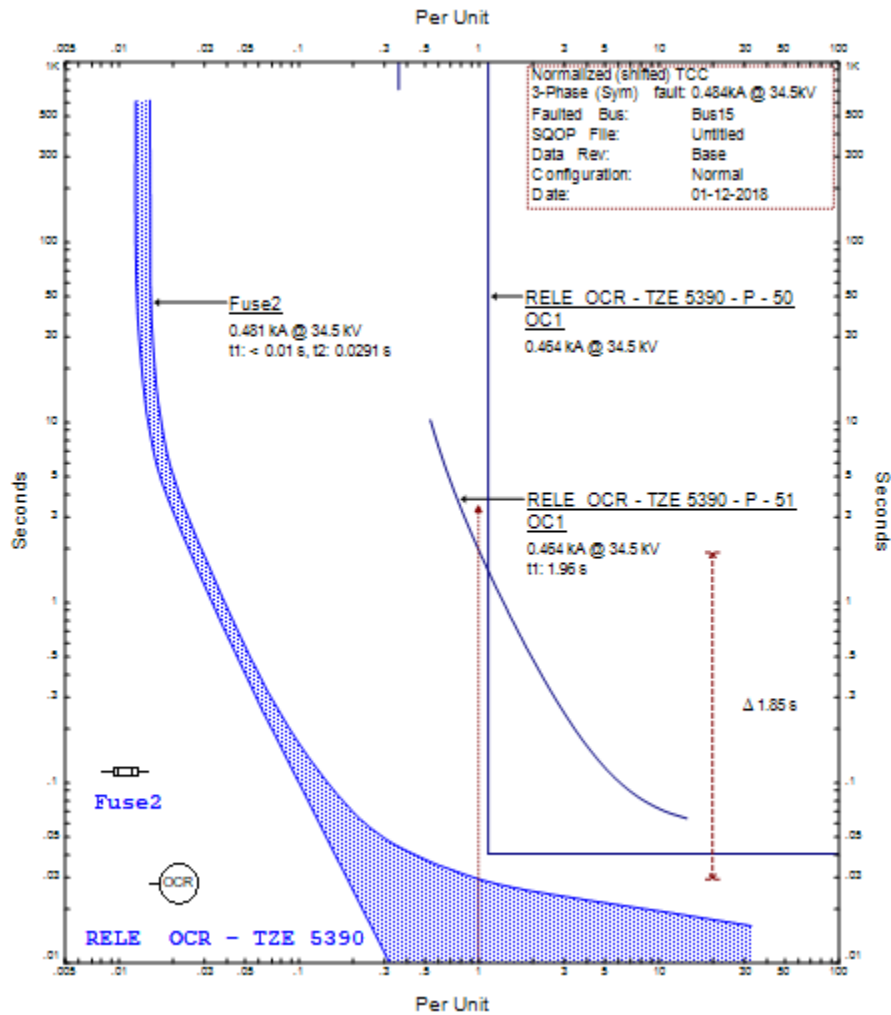


Figura 4.8: Curvas tiempo corriente de relevador de sobrecorriente 50F/51F y fusible 2.

Para el fusible 3 (F3), como se observa en el diagrama unifilar del alimentador original de la Fig. 2.1, este fusible protege al ramal más grande en donde se encuentran más subramales, pero su principal dispositivo a proteger es el transformador de distribución 15 (T15).

En la Fig. 4.9 se observa la secuencia y tiempos de operación del fusible 3 (F3) con una falla trifásica en el nodo 20 y se observa que el relé de sobrecorriente 51F opera de respaldo, mientras que la 50F no se ve involucrada.

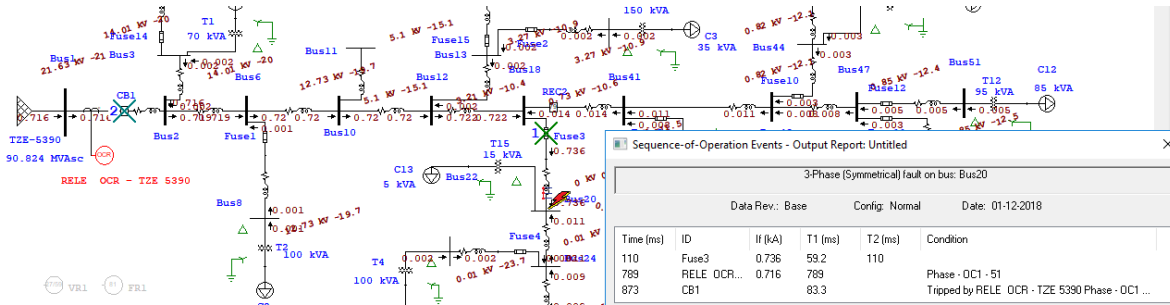


Figura 4.9: *Falla trifásica en el nodo 20 y secuencia de operación del fusible 3 y relé de sobrecorriente.*

En la Tabla 4.6 se observa la secuencia y tiempos de operación de cada dispositivo de protección, al haber una falla trifásica en el nodo 20.

Tabla 4.6: *Secuencia y tiempos de operación de protecciones eléctricas al haber una falla trifásica en el nodo 20.*

Secuencia de operación y dispositivo de protección	Corriente de CC trifásica (A)	Tiempo de operación del dispositivo (seg)	Apertura de interruptor de potencia (seg)
1 Fusible 3	736	0.110	
2 Protección 51F	716	0.789	0.873

Al aplicar una falla monofásica a tierra en el nodo 20, la secuencia de operación de las protecciones y los tiempos de operación quedan de la siguiente manera, ver Fig. 4.10.

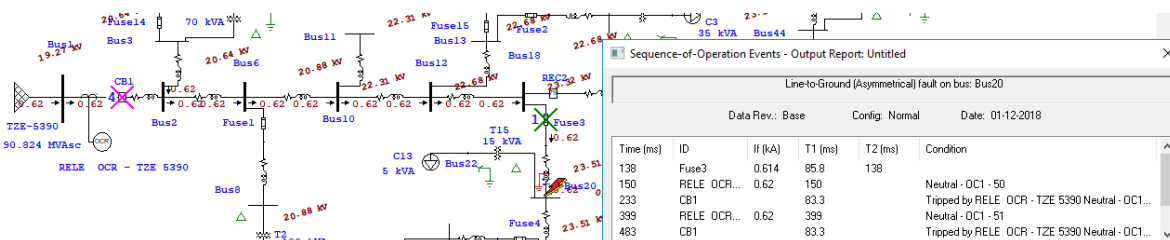


Figura 4.10: *Falla monofásica a tierra en el nodo 20 y secuencia de operación del fusible 3 y relé de sobrecorriente.*

En la Tabla 4.7 se observa la secuencia y tiempos de operación de cada dispositivo de protección, al haber una falla monofásica a tierra en el nodo 20.

Tabla 4.7: *Secuencia y tiempos de operación de protecciones eléctricas al haber una falla monofásica a tierra en el nodo 20.*

Secuencia de operación y dispositivo de protección	Corriente de CC monofásica a tierra (A)	Tiempo de operación del dispositivo (seg)	Apertura de interruptor de potencia (seg)
1 Fusible 3	614	0.138	
2 Protección 50N	620	0.150	0.233
2 Protección 51N	620	0.399	0.482

En la Fig. 4.11 se observan las curvas del relevador de sobrecorriente 50F/51F con el fusible 3 (F3) con una falla trifásica en el nodo 20, en este caso el margen de coordinación entre la curva MCT y la curva tipo extremadamente inversa de la protección 51F, no deben cumplir el margen descrito en la sección 2.9.4, ya que este ramal está muy lejano de la subestación, se observa que su margen de coordinación es de 0.656 segundos.

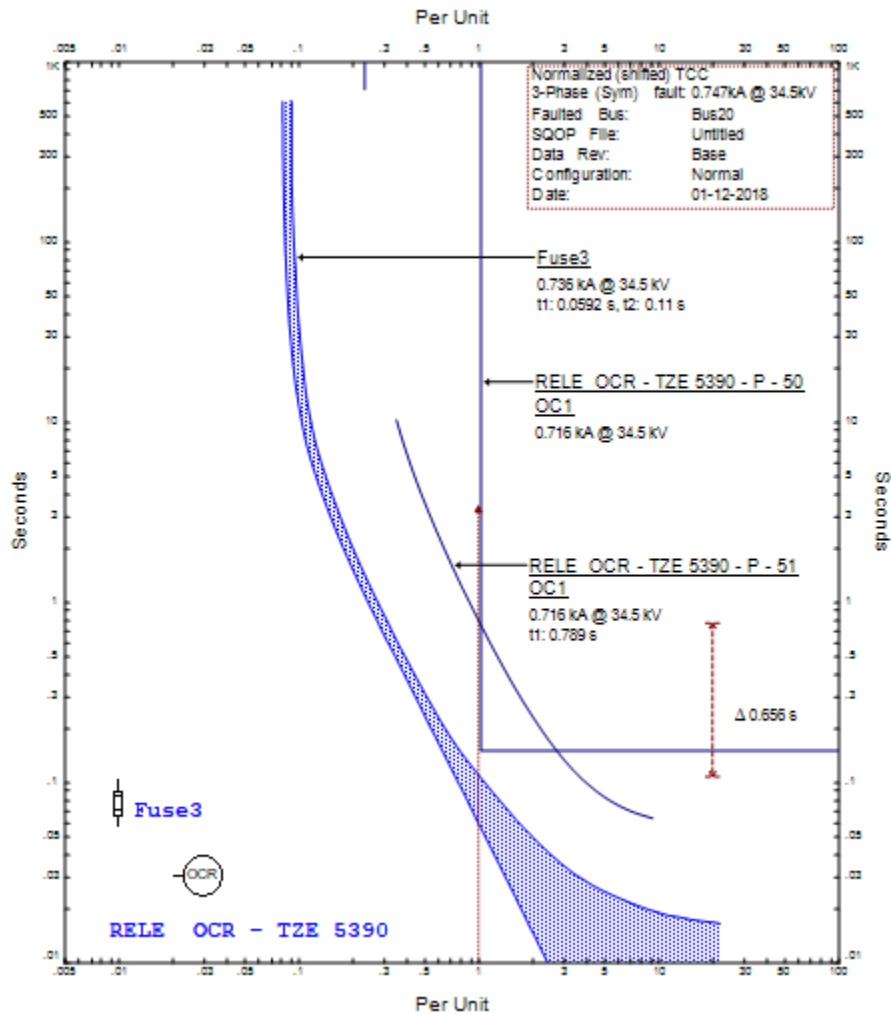


Figura 4.11: Curvas tiempo corriente de relevador de sobrecorriente 50F/51F y fusible 3.

Para el fusible 4 (F4), como se observa en el diagrama unifilar del alimentador original de la Fig. 2.1, este fusible protege al subramal en donde se encuentra el transformador de distribución 4 (T4), y se observa que esta protección esta aún más alejada de la subestación, sin embargo la protección 51F ve la falla trifásica en el nodo 22, en la Fig. 4.12 se observa la secuencia y los tiempos de operación de cada dispositivo de protección.

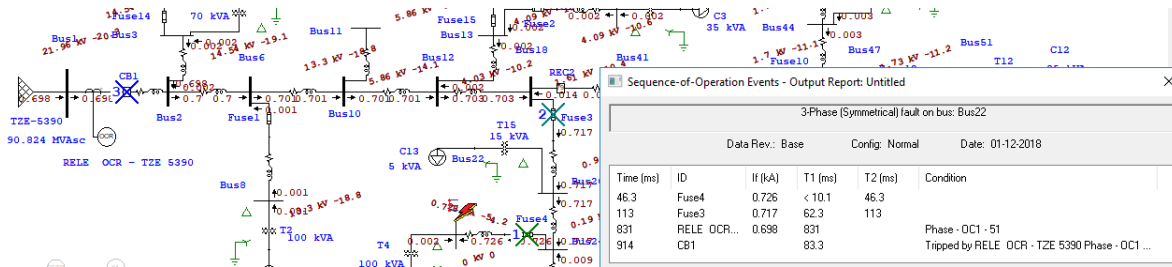


Figura 4.12: *Falla trifásica en el nodo 22 y secuencia de operación del fusible 4 y relé de sobrecorriente.*

En la Tabla 4.8 se observa la secuencia y tiempos de operación de cada dispositivo de protección, al haber una falla trifásica en el nodo 22.

Tabla 4.8: *Secuencia de operación y tiempos de operación de protecciones eléctricas al haber una falla trifásica en el nodo 22.*

Secuencia de operación y dispositivo de protección	Corriente de CC trifásica (A)	Tiempo de operación del dispositivo (seg)	Apertura de interruptor de potencia (seg)
1 Fusible 4	726	0.0463	
2 Fusible 3	717	0.113	
3 Protección 51F	698	0.831	0.914

Para los fusibles 5, 6 y 7 (F5, F6, F7), que protegen a los transformadores de distribución 5, 6 y 7 (T5, T6, T7), como se encuentran uno muy cerca del otro tiene que aplicarse el criterio de coordinación de fusible – fusible visto en la sección 2.8.13 y 2.18.14, en la Fig. 4.13, se ve la secuencia y tiempos de operación de cada fusible ante una falla trifásica en el nodo 35.

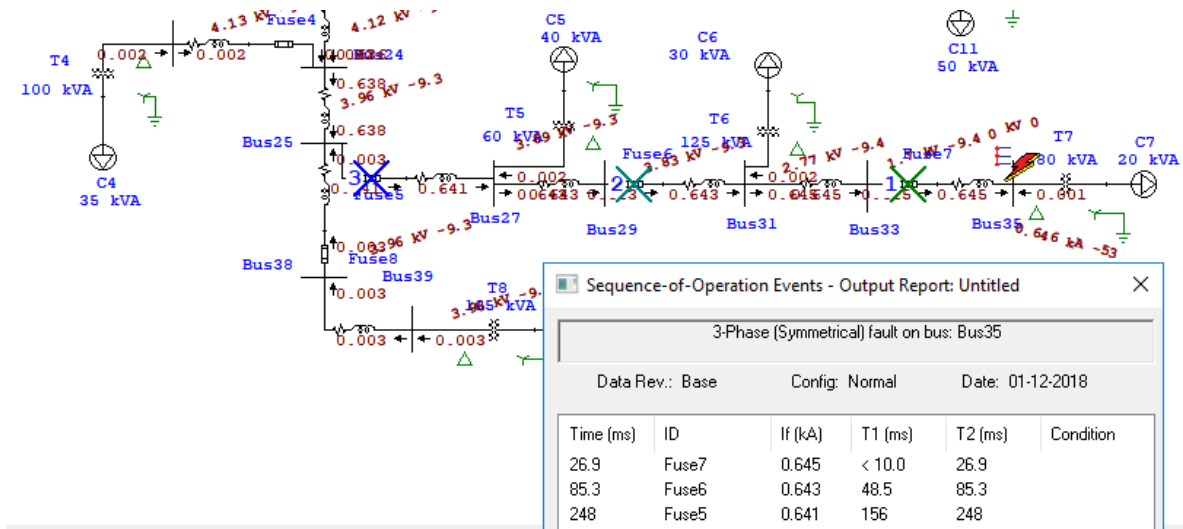


Figura 4.13: Falla trifásica en el nodo 35 y secuencia y tiempo de operación de los fusibles 5, 6 Y 7.

Como se ve en la Figura anterior, el fusible que opera primero ante una falla trifásica es el fusible 7 (F7), ya que protege al transformador de distribución 7 (T7), y lo hace correctamente operando a 0.0269 segundos, en caso de no operar el fusible 7, opera el fusible 6 (F6) y este lo hará en un tiempo de 0.0853 segundos y por ultimo si no opera el fusible 6 debe operar el fusible 5 (F5) en un tiempo de 0.248 segundos, en la Tabla 4.9 se puede observar la secuencia y tiempos de operación de los 3 fusibles.

Tabla 4.9: Secuencia y tiempos de operación fusibles 5,6 y 7 con una falla trifásica en el nodo 35.

Secuencia de operación y dispositivo de protección	Corriente de CC trifásica (A)	Tiempo de operación del fusible (seg)
1 Fusible 7	645	0.0269
2 Fusible 6	643	0.0853
3 Fusible 5	641	0.248

El fusible 7 es la protección primaria cuando ocurre una falla trifásica sobre el nodo 35 y el fusible 6 es el respaldo, siguiendo el criterio de coordinación de fusibles de la sección 2.8.13 y 2.8.14 y aplicando la ecuación 4.12, al aplicar la relación de esta ecuación se debe de respetar que el resultado que se obtenga deba ser menor al 75% entre la curva de MCT del fusible de protección primario ante la falla y la curva MMT del fusible de respaldo ante la falla, en la ecuación 4.13 se aplica dicho criterio del fusible 7 y 6:

$$\frac{\textit{Tiempo de clareo maximo del fusible 7}}{\textit{Tiempo de fusion minima del fusible 6}} \times 100 = \frac{0.0269}{0.0485} \times 100 = 55.3\% \quad (4.12)$$

Como se observa en la ecuación anterior el criterio de coordinación entre el fusible 7 y 6 cumple con el criterio por tener menos de 75%. Aplicando el mismo criterio entre el fusible 6 y 5, el resultado sería el siguiente:

$$\frac{\textit{Tiempo de clareo maximo del fusible 6}}{\textit{Tiempo de fusion minima del fusible 5}} \times 100 = \frac{0.0853}{0.156} \times 100 = 54.6\% \quad (4.13)$$

Entre el fusible 6 y 5 el criterio de coordinación es satisfactoria, en la Fig. 4.14, se pueden ver las curvas de cada fusible y el margen de coordinación entre las curvas MCT y MMT de cada fusible.

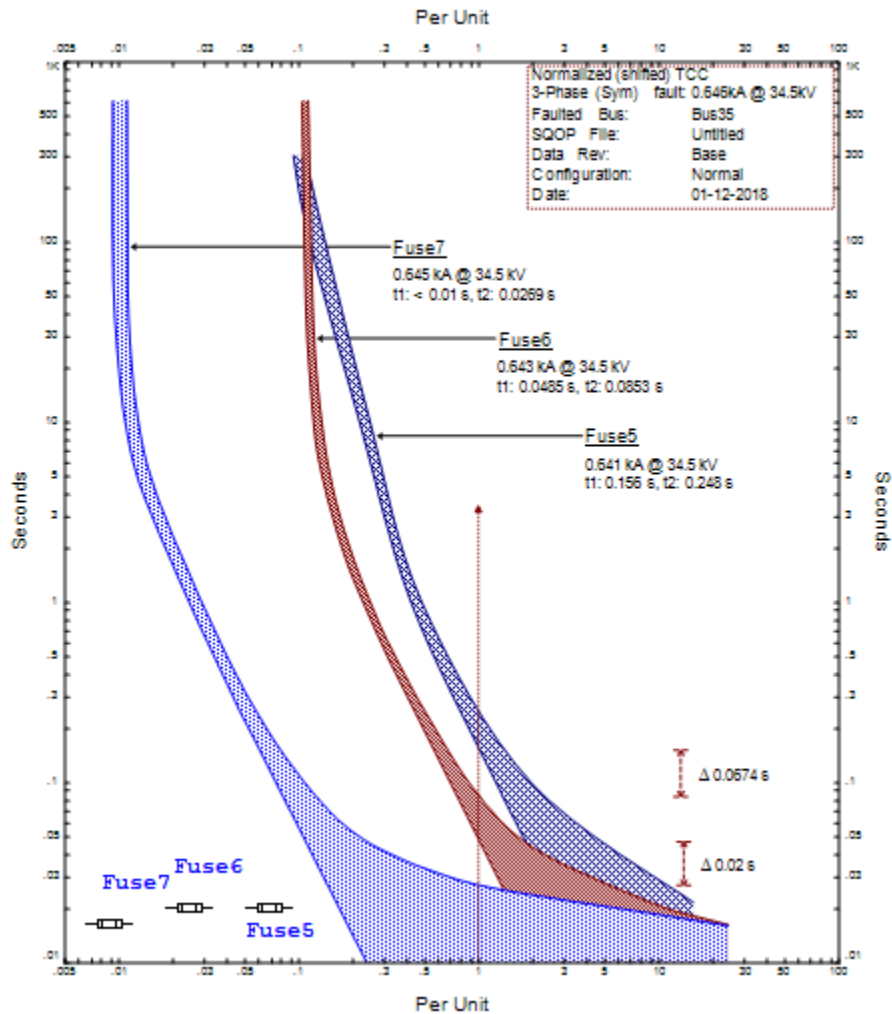


Figura 4.14: *Falla trifásica en el nodo 35, margen de coordinación de las curvas tiempo - corriente de los fusibles 5, 6 y 7.*

Para una falla trifásica en el nodo 31 el fusible que opera primero es el 6 (F6) y el fusible de respaldo es el 5 (F5), en este caso el fusible 7 (F7) no debe operar ya que se encuentra aguas abajo de la falla, en la Fig. 4.15 se observa la secuencia y tiempos de operación de dicho caso.

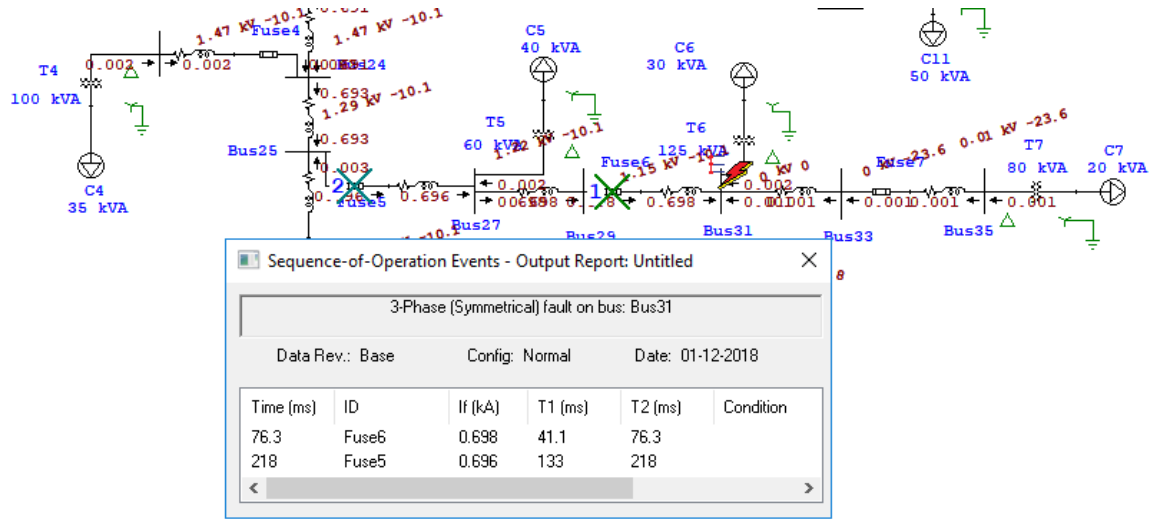


Figura 4.15: Falla trifásica en el nodo 31 y secuencia y tiempo de operación de los fusibles 5, 6.

En la Tabla 4.10 se observan la secuencia y tiempos de operación del fusible 5 y 6.

Tabla 4.10: Secuencia y tiempos de operación fusibles 5,6 con una falla trifásica en el nodo 31.

Secuencia de operación y dispositivo de protección	Corriente de CC trifásica (A)	Tiempo de operación del fusible (seg)
1 Fusible 6	698	0.0763
2 Fusible 5	696	0.218

Al igual que el caso anterior se aplica la ecuación 4.2 de la sección 2.8.14 para cumplir el criterio de coordinación entre el fusible 6 que es la protección primaria y el 5 que es la protección de respaldo:

$$\frac{\text{Tiempo de clareo máximo del fusible 6}}{\text{Tiempo de fusión mínima del fusible 5}} \times 100 = \frac{0.0763}{0.133} \times 100 = 57\% \quad (4.14)$$

Como se observa en la ecuación anterior el criterio de coordinación se cumple ya que en la relación de tiempo entre la curva MCT del fusible 6 y la curva MMT del fusible 5, hay

menos del 75%, en la Fig. 4.16 se observan dichas curvas y el margen de coordinación que es de 0.053 segundos.

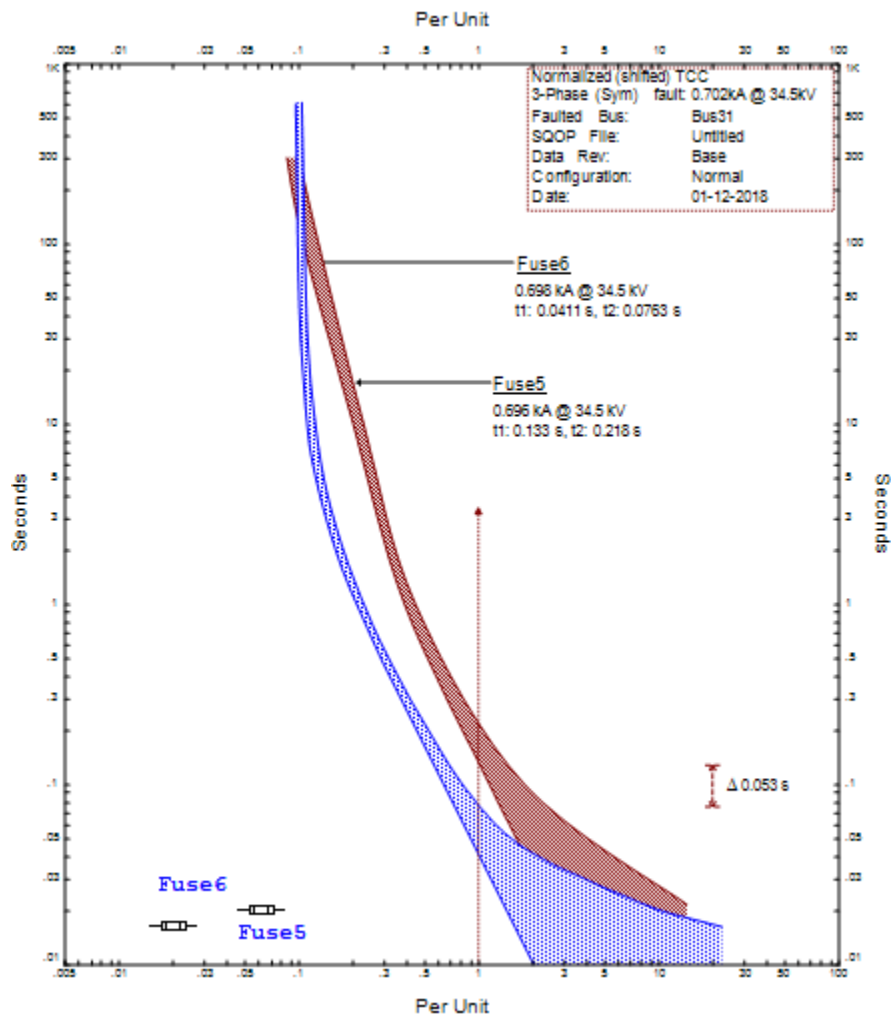


Figura 4.15: Falla trifásica en el nodo 31 y secuencia y tiempo de operación de los fusibles 5, 6.

Por ultimo para el fusible 8 (F8) que protege al transformador de distribución 8 (T8), el cual al ocurrir una falla trifásica en el nodo 39, este fusible opera satisfactoriamente, en la Fig. 4.16 se observa el tiempo de operación del fusible.

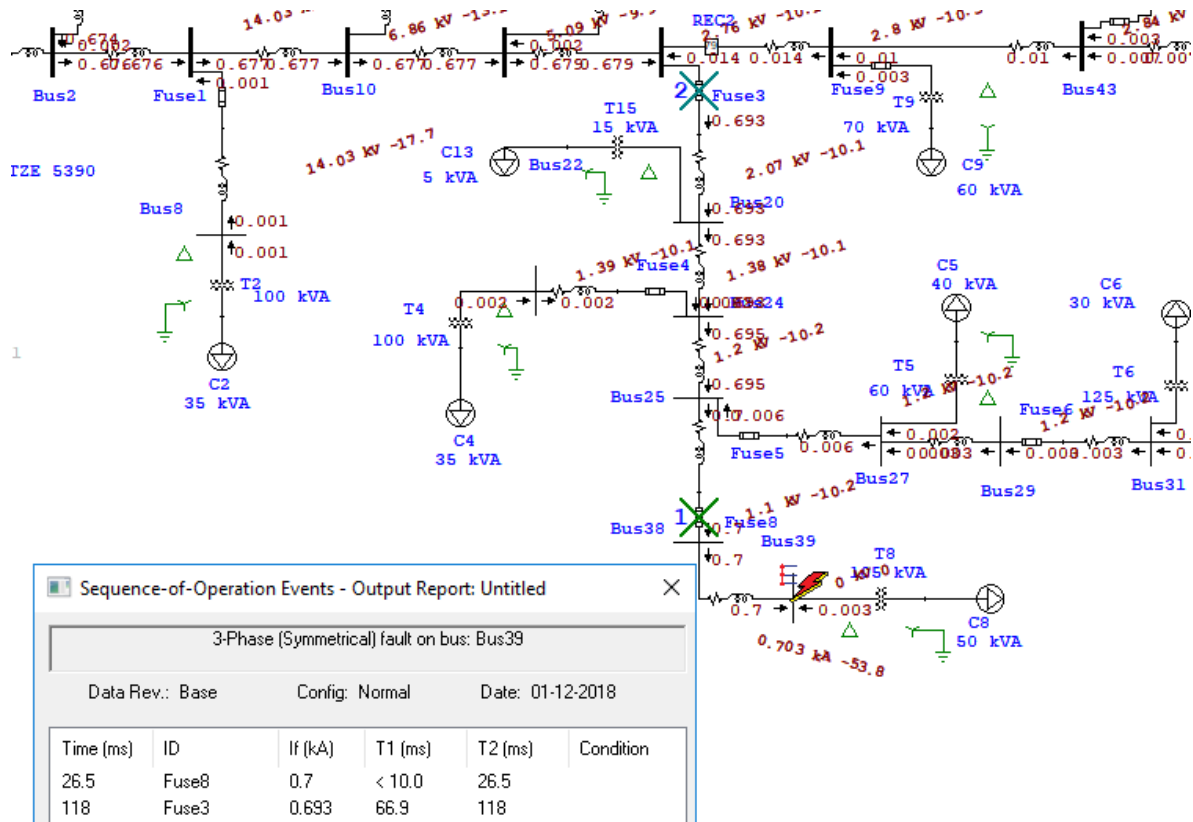


Figura 4.16: *Falla trifásica en el nodo 39 y tiempo de operación del fusible 8.*

En la Tabla 4.11 se ve el tiempo de operación del fusible 8 al ocurrir una falla trifásica en el nodo 39.

Tabla 4.11: *Secuencia de operación y tiempos de operación fusible 8 con una falla trifásica en el nodo 31.*

Secuencia de operación y dispositivo de protección	Corriente de CC trifásica (A)	Tiempo de operación del fusible (seg)
1 Fusible 8	707	0.0265
2 Fusible 3	693	0.118

Con el fusible 8 (F8), se termina el ajuste y coordinación de dispositivos de protección del alimentador TZE-5390 Xilitla, estos ajustes y criterios de coordinación son implementados al alimentador real como se encuentra hoy en día, sin generación distribuida (GD), en el capítulo 5 se simula y estudia el impacto que tienen las protecciones eléctricas al incrustar la generación distribuida (GD), al igual que los flujos de potencia, corrientes nominales en el alimentador, algunas ventajas que se observan al incrustar la GD como el mejoramiento de los niveles de tensión en los nodos más cercanos a la GD.

4.5 IMPLEMENTACIÓN DE RESTAURADOR AUTOMÁTICO EN NODO 18 PARA ALIVIAR FALLAS TRANSITORIAS AGUAS ABAJO DEL ALIMENTADOR TZE-5390 XILITLA.

Como se ve en la sección 4.3.1 algunos transformadores de distribución están sin protección eléctrica, en el diagrama unifilar original de la Fig. 2.1, estos transformadores están desprotegidos que son el T9, T10, T11 Y T12, en este proyecto se implementa un restaurador automático, para liberar fallas transitorias aguas abajo del nodo 18 que es en donde se encuentran los transformadores de distribución sin protección, en la Fig. 4.17 se observa el restaurador automático incrustado delante del nodo 18 y en la Fig. 4.18 se observan los datos del restaurador automático.

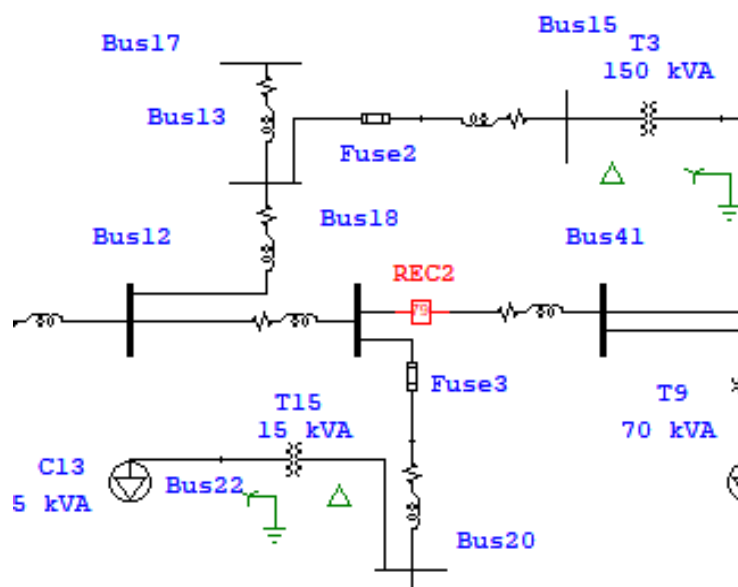


Figura 4.17: Incrustación del restaurador automático en nodo 18.

Sin embargo el restaurador alivia fallas transitorias en los ramales aguas abajo del nodo 18 en donde se encuentran los transformadores de distribución sin protección, mas no alivia fallas permanentes en dichos ramales, por lo cual en este proyecto se propuso colocar cortacircuitos fusibles en dichos ramales de dichos transformadores de distribución como se observa en la Fig. 4.19.

Los fusibles 9, 10, 11 y 12 (F9, F10, F11, F12), liberan fallas permanentes tanto trifásicas como monofásicas a tierra en dichos ramales, protegiendo los transformadores de distribución (T9, T10, T11, T12).

Figura 4.18: Datos del fabricante del restaurador automático.

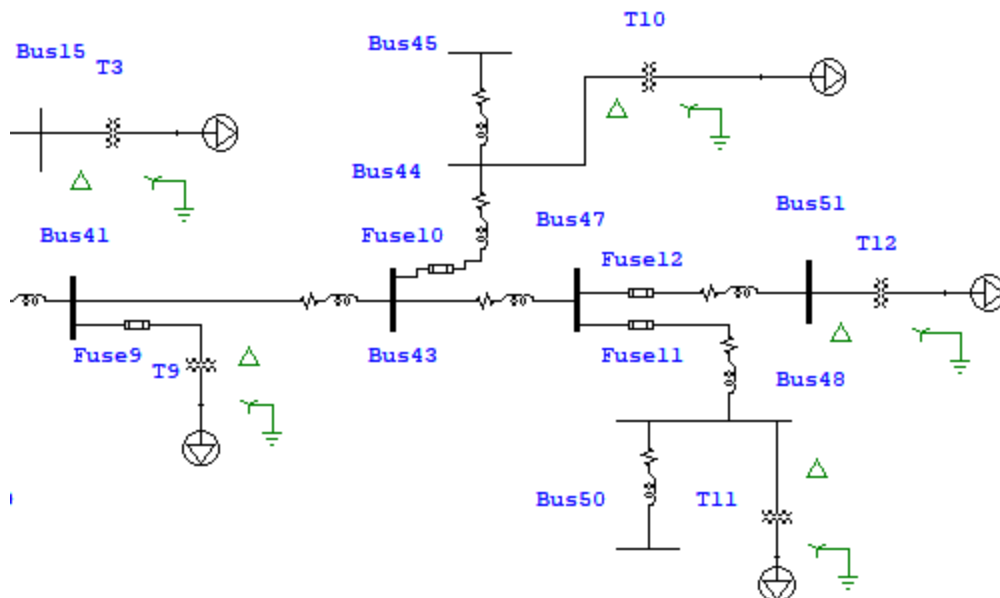


Figura 4.19: Implementación de fusibles nuevos.

Los cortacircuitos fusible propuestos para estos transformadores de distribución sin protección, fueron seleccionados de acuerdo a la sección 2.8.12, en la Tabla 4.12 se observan los fusibles que fueron seleccionados mediante ETAP en cada uno de los ramales sin protección.

Tabla 4.12: Fusibles seleccionados mediante ETAP, considerando tiempos de curvas MCT y MMT con fallas trifásicas.

N° Marca y modelo del fusible.	Corriente de carga de cada ramal (A)	Corriente continua del fusible. (A)	Corriente interruptiva del fusible. (KA)	MCT del fusible (seg)	MMT del fusible (seg)	Velocidad Y tamaño	Tensión del fusible (KV)
F9 Southernstates BPA-PX	1.1	3	10	0.0169	0.0099	Rapida 3A	34.5
F10 S&C SMU-20	0.9	3	10	0.0269	0.0010	Rapida 3K	38

F11						Rapida	
S&C	0.9	3	10	0.0272	0.0010	3K	38
SMU-20							
F12						Rapida	
S&C	1.5	3	10	0.0273	0.0010	3K	38
SMU-20							

4.5.1 Coordinación de protecciones eléctricas de relevador de sobrecorriente, restaurador automático y fusibles, con fallas de cortocircuito aguas abajo del nodo 18.

Como se describió anteriormente se incrustaron fusibles nuevos al alimentador TZE-5390 Xilitla y un restaurador para fallas transitorias aguas abajo del nodo 18, en esta sección se ve la secuencia y tiempos de operación de dichas protecciones para una falla trifásica en el nodo 41 y 51. Al ocurrir una falla trifásica en el nodo 41 la secuencia y tiempos de operación de los dispositivos de protección tanto del restaurador y relevador de sobrecorriente quedan como sigue.

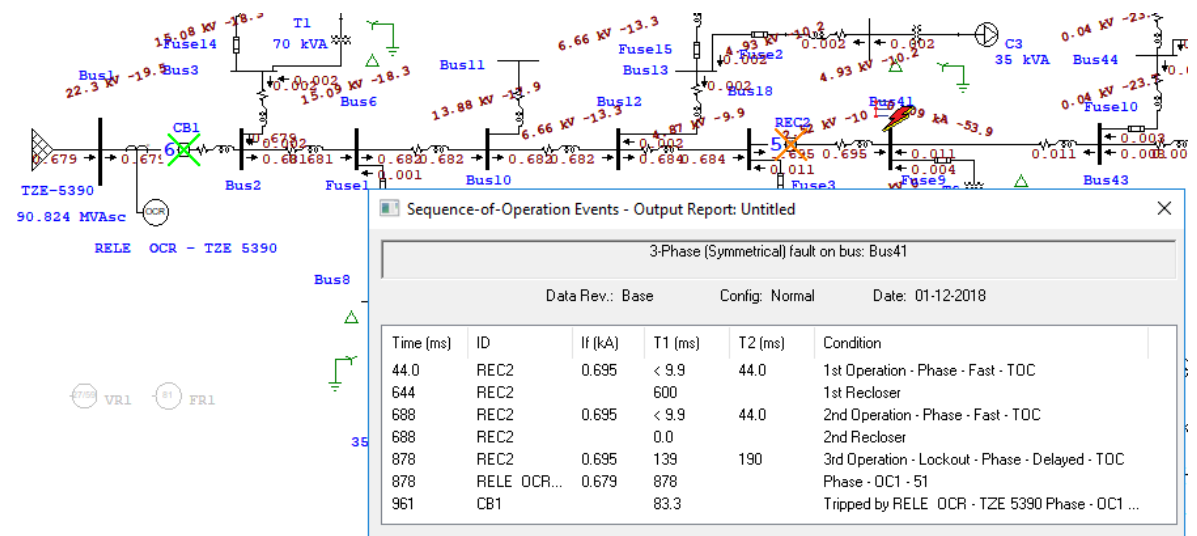


Figura 4.20: *Falla trifásica en nodo 41 y secuencia y tiempo de operación del relevador de sobrecorriente y restaurador.*

Como se observa en la Fig. 4.20, al ocurrir una falla trifásica en el nodo 41, el restaurador inmediatamente realiza su primera operación abriendo a 0.044 segundos y cuenta 0.650 segundos manteniéndose abierto, al cabo de este tiempo cierra sus contactos para verificar si la falla fue aliviada, si no fue así vuelve a operar haciendo su segunda apertura,

contando 0.688 segundos, cumpliendo 0.878 segundos abierto, realiza su tercer cierre de contactos y si la falla persiste vuelve operar el restaurador, quedando bloqueado, ya que el restaurador verifica que se trata de una falla permanente.

El restaurador al cerrar y abrir tres veces consecutivas por diferentes tiempos el restaurador se da cuenta de que la falla es una falla tipo permanente es entonces en donde el relevador se coordina operando a un tiempo de 0.878 segundos y abriendo el interruptor de potencia del alimentador en 961 segundos. En la Fig. 4.21, se observan las curvas tiempo corriente tanto del restaurador como del relevador de sobrecorriente.

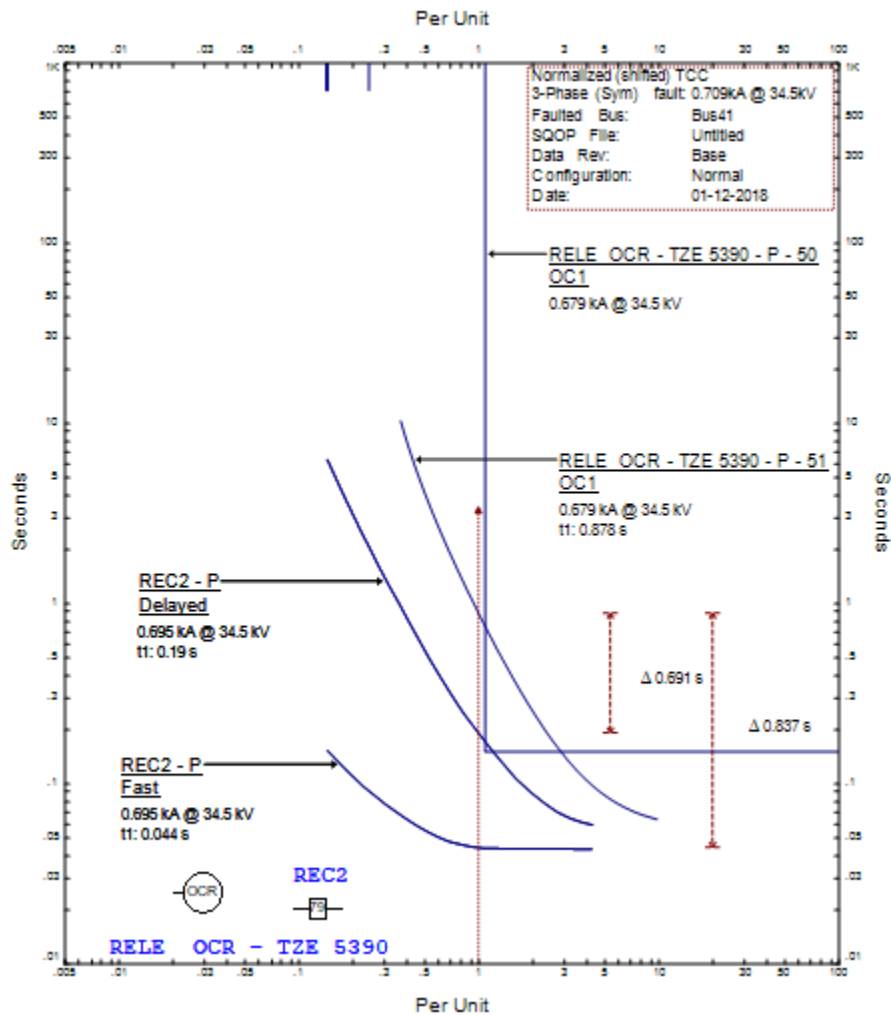


Figura 4.21: Curvas tiempo corriente de restaurador – relevador de sobrecorriente, ante una falla trifásica en el nodo 41.

Para una falla trifásica en el nodo 51, que es uno de los puntos más lejanos de la subestación y en donde la protección primaria es el fusible 12 (F12) que protege al transformador de distribución 12 (T12), la de respaldo es el restaurador automático, y por último el relé se sobrecorriente de la subestación.

En la Fig. 4.22 se observa la falla trifásica en el nodo 51 y la secuencia y tiempos de operación de los dispositivos de protección.

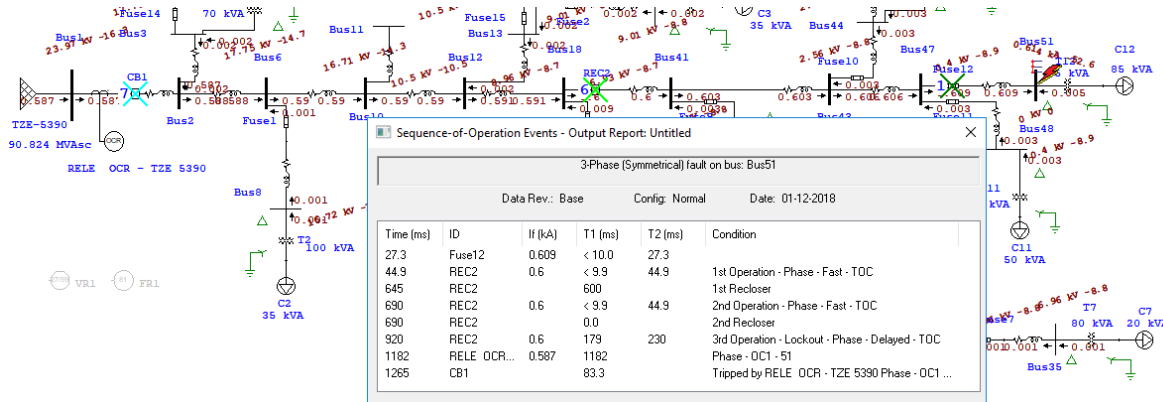


Figura 4.22: *Falla trifásica en nodo 51 y secuencia y tiempos de operación de dispositivos de protección.*

Como se observa en la Fig. 4.22, el dispositivo de protección que opera primero ante la falla trifásica en el nodo 51 es el fusible 12 (F12), a un tiempo de 0.0273 segundos, en caso de no operar el fusible, opera el restaurador automático, realizando sus 3 secuencias de operación, si la falla persiste el restaurador confirma que se trata de una falla permanente, entonces el relé de sobrecorriente opera mandando abrir el interruptor de potencia del alimentador en 1.2 segundos.

En la Fig. 4.23 se observan las curvas tiempo-corriente del fusible, el restaurador automático y el relé de sobrecorriente.

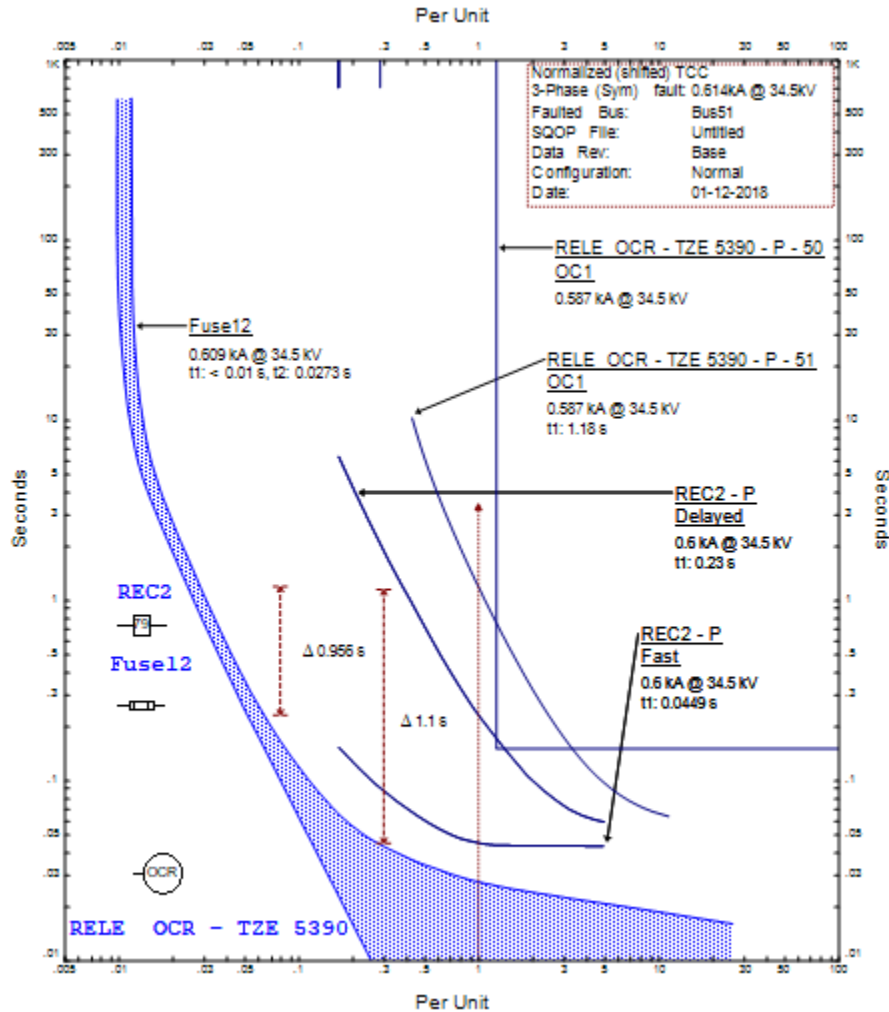


Figura 4.23: Curvas tiempo corriente del fusible 12, restaurador automático y relevador de sobrecorriente, ante una falla trifásica en el nodo 51.

4.6 CONCLUSIONES.

En este capítulo se ajustan y coordinan las protecciones eléctricas correspondientes siguiendo los criterios descritos en el capítulo 2, basándose en normas de CFE aplicadas a sistemas eléctricos de distribución tipo radial, cabe mencionar que como se ve en la sección 4.5 se implementó un restaurador automático en medio del alimentador para liberar fallas tipo transitorias aguas abajo del nodo 18, ya que la protección 50F de sobrecorriente no alcanza a liberar fallas muy lejanas de la subestación.

También se agregaron los fusibles F9, F10, F11 y F12 para proteger a los transformadores de distribución de esos ramales ante fallas más severas o permanentes.

Lo cual estos fusibles y el restaurador no se encontraban en el diagrama original de la Fig. 2.1, con respecto a la coordinación de protecciones que se hizo hay que decir que se realizó sin generación distribuida (GD), lo cual aún no hay un impacto en la coordinación de protecciones eléctricas, en el capítulo 5 se verá como la penetración de 1 a 3 generaciones distribuidas (GD) afecta a los ajustes y coordinación de protecciones eléctricas.

Dependiendo de los tipos de generación distribuida que se incrusten en el alimentador TZE-5390 Xilitla es como también se ven afectada las protecciones, desde cuanta corriente de cortocircuito aportan, si son energías renovables o de combustibles fósiles, su capacidad de potencia y ver también las ventajas que genera la GD en un sistema eléctrico de distribución como la estabilidad del sistema o mejoramiento de niveles de tensión en los nodos más cercanos a la GD.

Simulación y protección del alimentador TZE-5390 con GD mediante ETAP.

5.1 INTRODUCCIÓN.

En este capítulo se analiza el impacto en la coordinación de protecciones eléctricas con la penetración de la generación distribuida (GD) en el alimentador TZE-5390 Xilitla mediante ETAP 12.6.0. En el capítulo 4 se realizaron los ajustes y coordinación de protecciones apropiadas pero sin generación distribuida (GD), lo cual al simular fallas trifásicas y monofásicas a tierra en algunos nodos del sistema de distribución las protecciones eléctricas primarias y de respaldo operan en una secuencia y tiempo apropiados.

Pero ahora todo cambia con la penetración de generación distribuida (GD), ya que se colocan tres tipos diferentes como se describen a continuación:

- Generación distribuida con generador diésel.
- Generación distribuida de paneles solares.
- Generación distribuida con aerogenerador.

Cada una de estas generaciones distribuidas (GD), impacta de una manera diferente al sistema eléctrico de distribución, como por ejemplo, el aerogenerador como es una energía del viento varía con el tiempo el flujo de potencia al igual que la corriente de cortocircuito, en la energía solar (paneles solares), de igual manera depende mucho del clima, hay climas que bajan la eficiencia del panel generando menos potencia al sistema, y la generación por medio de una máquina a diésel es más estable en cuestión de entregar flujo de potencia y aporta una corriente de cortocircuito no variable.

5.2 COLOCACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN ALIMENTADOR TZE-5390 XILITLA.

La colocación de la generación distribuida en el alimentador, se realiza en diferentes puntos del sistema eléctrico de distribución, los nodos en el cual se colocan los tres tipos de generación distribuida son los nodos 4, 17 y 45.

En el nodo 4 se coloca la generación distribuida con un generador diésel, en el nodo 17 se coloca la generación distribuida con paneles solares y por último en el nodo 45 se coloca una generación distribuida de un aerogenerador, se implementan diferentes tipos de GD para ver como cada una impacta de diferente manera en las protecciones eléctricas, flujos de potencia y niveles de tensión, en la Tabla 5.1 están los tipos de generación distribuida que se implementan en el alimentador TZE-5390 Xilitla con sus características principales.

Tabla 5.1: Tipos de generación distribuida (GD) colocadas en el alimentador TZE-5390 Xilitla.

Nº y tipo de GD	Potencia nominal (kVA)	Tensión nominal (KV)	Nodo de colocación
1 Generador de diésel	88.23	0.440	4
2 Paneles solares	1130	0.440	17
3 Aerogenerador	58.82	0.380	45

En la Tabla siguiente se ven las características de los transformadores de distribución los cuales elevan la tensión de la GD a la del alimentador de distribución.

Tabla 5.2: *Tabla de datos de los transformadores de distribución de las generaciones distribuidas.*

N° de trafo	Potencia Nominal (KVA)	Tensión Nominal (KV)	Z (+) (ohms)	Z (0) (ohms)	Relación X/R	Conexión
19	100	34.5/0.44	0.0725	0.0725	2.47	DY
20	100	34.5/0.44	0.0725	0.0725	2.47	DY
21	100	34.5/0.44	0.0725	0.0725	2.47	DY

Los nodos 4, 17 y 45 que se eligen para colocar las diferentes GD, se eligieron ya que en el diagrama unifilar original del alimentador TZE-5390 Xilitla de la Fig. 3.1, esos nodos no tenían carga alguna, solo son líneas que no tienen carga alguna, y es por eso que se decidió colocar las GD en esos nodos.

Para el nodo 4 que es en donde se coloca el transformador de distribución 21 (T21) y el generador de diésel (GD 1), como se observa en la Fig. 5.1 esta GD se encuentra muy cerca de la subestación y la potencia que aporta es de 75 Kw.

En este generador diésel (GD 1) es necesario colocar una protección eléctrica en el primario del transformador, en este caso sería un cortacircuitos fusible en el nodo 3, ya que al ocurrir una falla trifásica o monofásica a tierra en el nodo 4, esta debe operar para que la protección de sobrecorriente en la salida de la subestación de potencia no opere y deje sin suministro eléctrico a todo el alimentador.

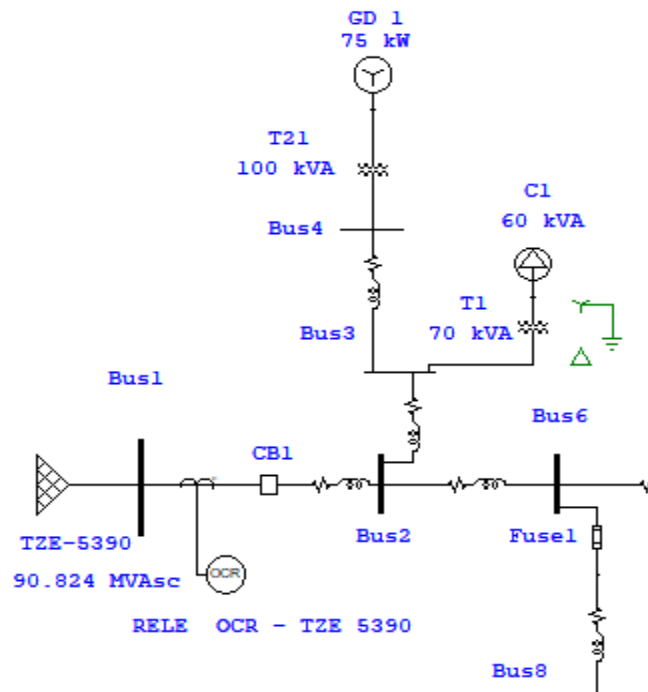


Figura 5.1: Colocación de transformador de distribución 12 (T12) y generación distribuida (GD 1) en nodo 4.

Para el nodo 17 que es en donde se coloca el transformador de distribución 19 (T19) y los paneles solares (GD 2), como se observa en la Fig. 5.2 esta GD se encuentra en medio del alimentador pero a una distancia muy lejana ya que la línea que se encuentra entre el nodo 12 y 13 es de 17 km de longitud, los paneles aportan entre 30 y 40 Kw y tienen su respectivo inversor el cual se pueden observar sus datos en la Fig. 5.3.

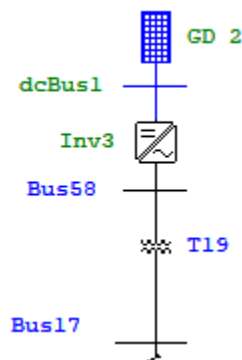


Figura 5.2: Colocación de transformador de distribución 19 (T19) y generación distribuida (GD 2) en nodo 17.

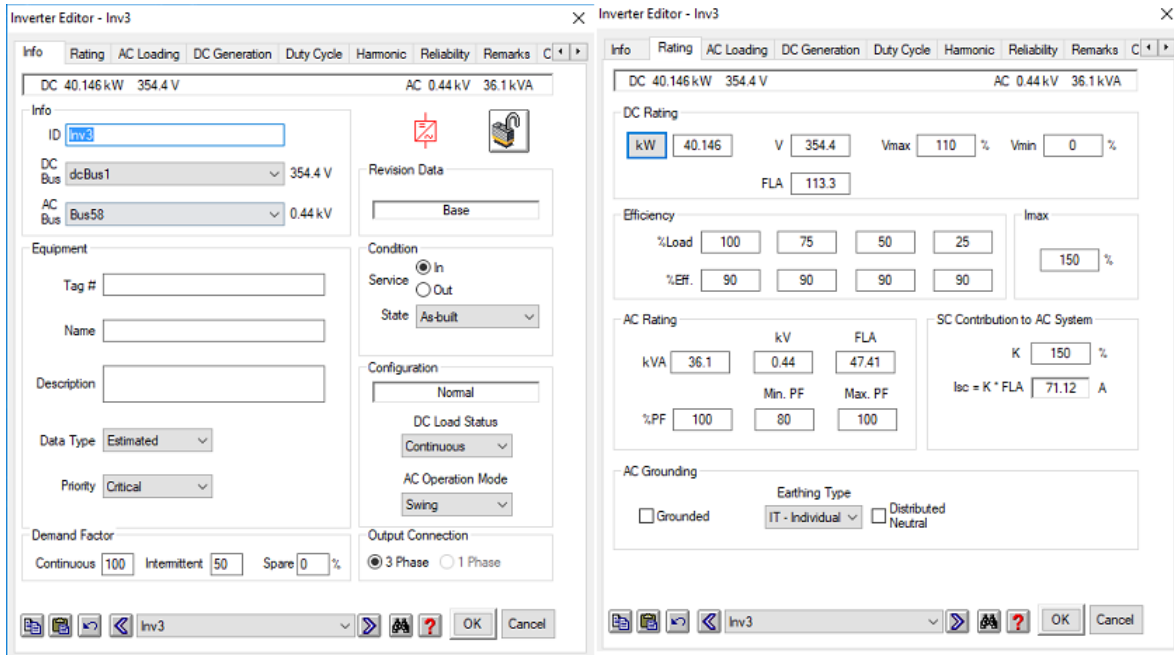


Figura 5.3: Datos del inversor de los paneles solares (GD 2).

Para el nodo 45 que es en donde se coloca el transformador de distribución 20 (T20) y el aerogenerador (GD 3), como se observa en la Fig. 5.4 esta GD se encuentra muy lejos de la subestación de potencia, casi al final del alimentador, este aerogenerador genera 50 Kw de potencia al sistema eléctrico de distribución.

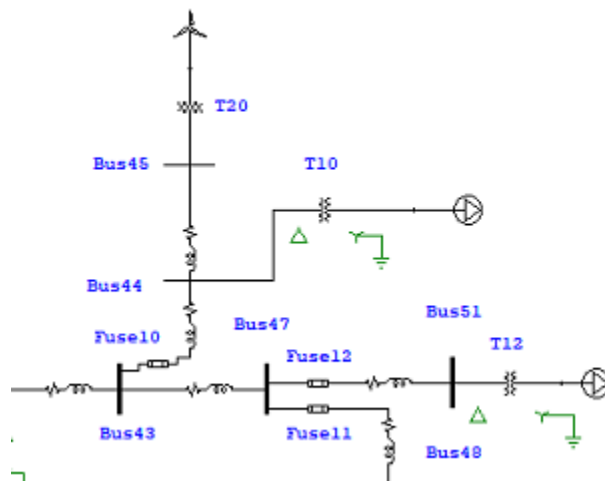


Figura 5.4: Colocación de transformador de distribución 20 (T20) y generación distribuida (GD 3) en nodo 45.

En la Fig. 5.5 se observan los datos del aerogenerador, en este caso este genera por medio de una máquina de inducción.

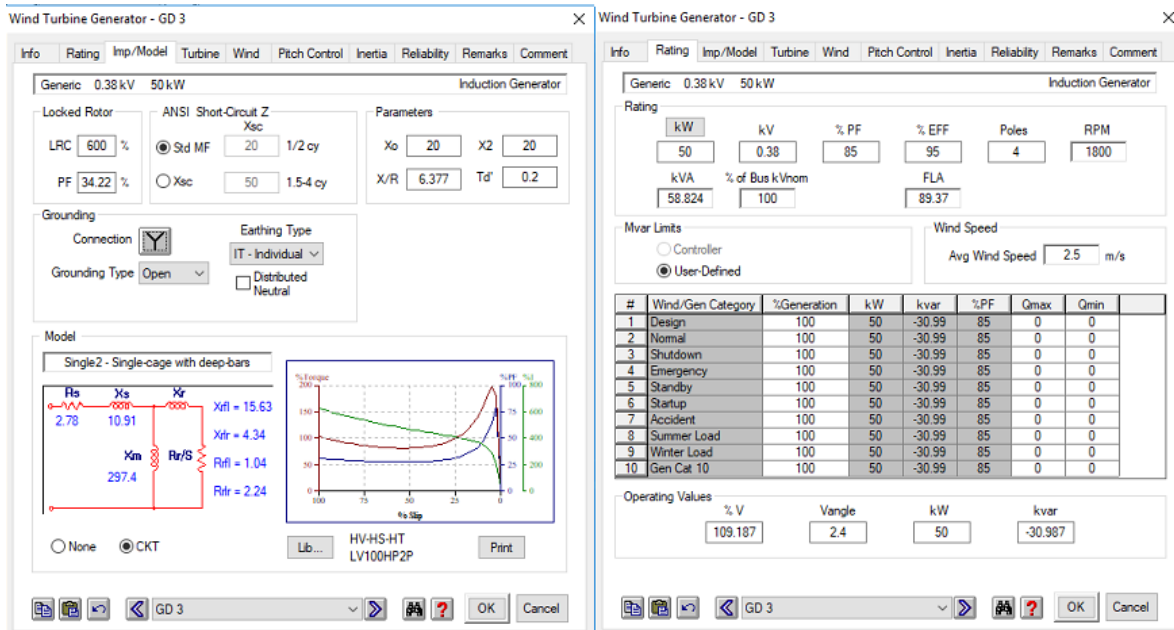


Figura 5.5: Datos de la máquina de inducción del aerogenerador (GD 3).

En la Fig. 5.6 se observan los datos de los paneles solares, así como su modelo del panel, fabricante, tipo de material, numero de modelo, curvas P-V y I-V, el fabricante otorga datos importantes del modelo como:

I_{mp} = Corriente en punto maximo de potencia.

V_{mp} = Voltaje en punto maximo de potencia.

V_{oc} = Voltaje a circuito abierto.

I_{sc} = Corriente de cortocircuito (sin carga).

En la Fig. 5.7 están los datos del número de paneles que se colocan, así como su conexión, ya sea serie o paralelo y datos como potencia, voltaje y corriente en CD, y la potencia en watts que se entrega por panel solar.

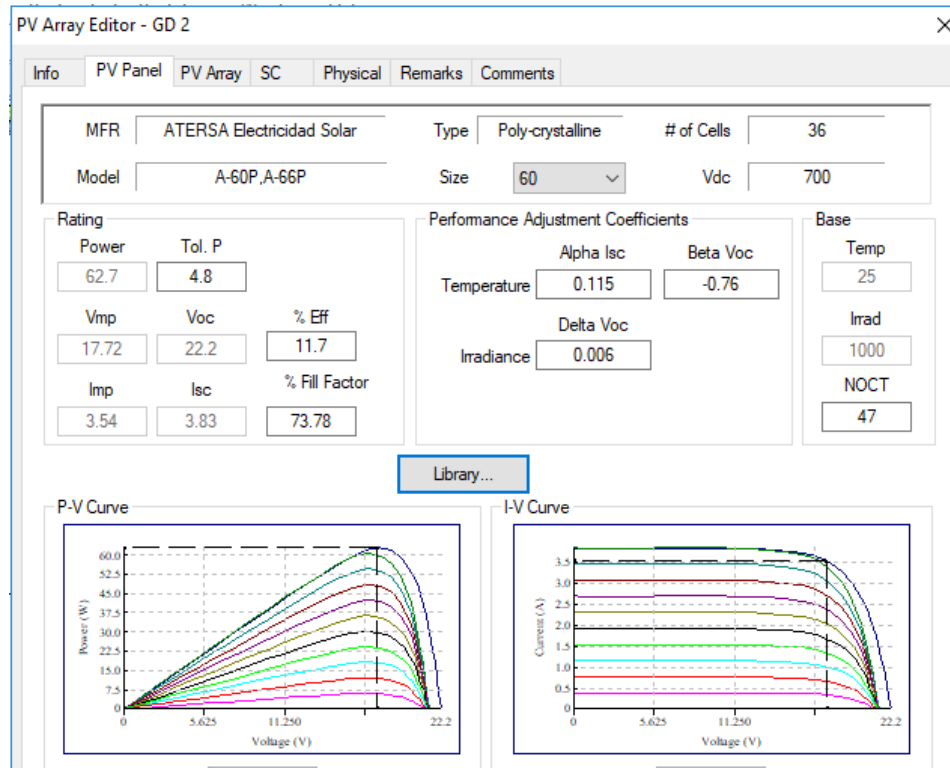


Figura 5.6: Datos del modelo del panel solar dados por el fabricante.

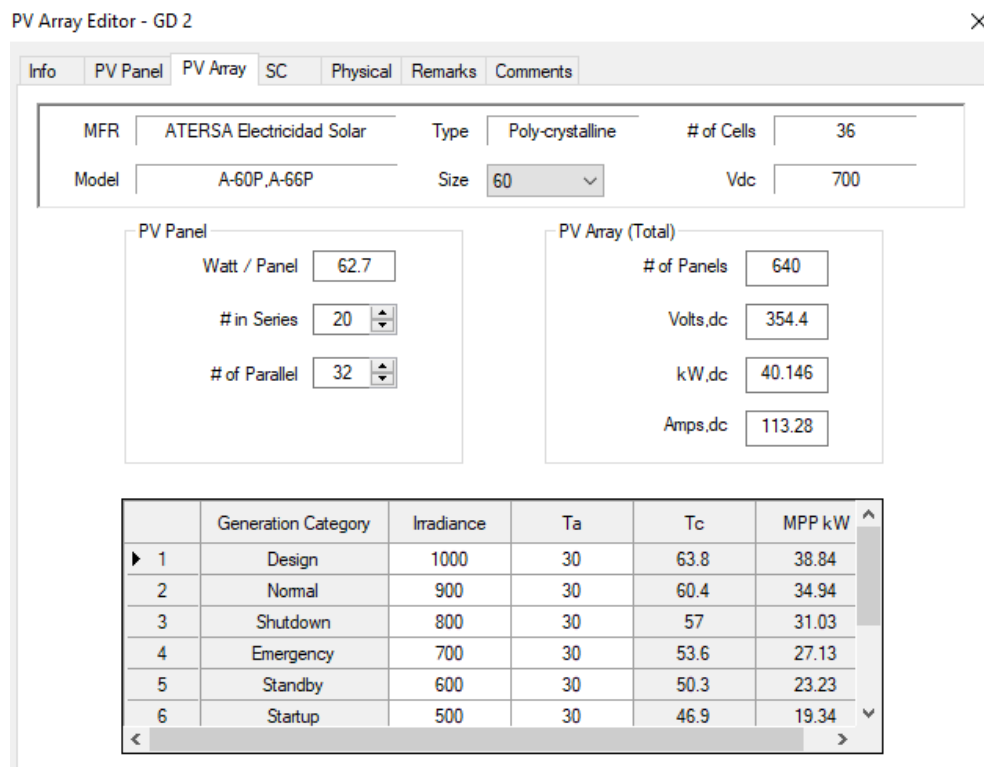


Figura 5.7: Datos de los paneles solares.

5.3 IMPACTO DE LA GD EN LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN ALIMENTADOR TZE-5390 XILITLA.

En el capítulo 4 se realizaron los ajustes necesarios para el relevador GE Multilin 100 DFP, que es la protección de sobrecorriente del alimentador TZE-5390 Xilitla y la selección correcta de cortacircuitos fusibles para cada ramal y subramal del alimentador en donde se protegen transformadores de distribución y usuarios.

Los ajustes establecidos en los dispositivos de protección en el capítulo 4 fueron hechos para el alimentador TZE-5390 Xilitla sin GD, en este capítulo se analizan los impactos de la GD a los dispositivos de protección y a su vez la coordinación de protecciones de cada dispositivo, ya que al haber más generadores distribuidos (GD) de distintos tipos, los flujos de potencia cambian ya que ahora no solo hay un suministrador de energía eléctrica en este caso CFE, ahora hay generadores pequeños independientes colocados en diferentes puntos de la red que aportan energía eléctrica a los usuarios.

Cabe mencionar que al haber más generadores distribuidos en la red (GD), habrá mayor aportación de corrientes de cortocircuito a la red, lo que provocara que las protecciones pierdan coordinación en algunos casos, o se presente el efecto isla, pero como se vio en el capítulo 2 el colocar GD a los sistemas de distribución radiales también tienen sus ventajas como, la cargabilidad de las líneas disminuye al haber más aportación de potencia de otros generadores no solo de uno, hay disminución de pérdidas por efecto Joule en las líneas de distribución, también mejoran los niveles de tensión de los nodos más próximos a la GD, etc.

Para una falla trifásica en el nodo 8 como se observa en la Fig. 5.8, la corriente de cortocircuito aumenta unos cuantos amperes a comparación de cómo se presentó esta falla sin GD en el capítulo 4, aunque es un cambio pequeño en corriente la protección del fusible 1 (F1) opera de modo satisfactorio y la secuencia y tiempos de operación no se ven afectados en gran medida. En la Fig. 5.9 se observan las curvas tiempo – corriente del relé de sobrecorriente y el fusible 1, y se observa con claridad que el margen de coordinación no se ve afectado entre la curva del fusible MCT y la curva de la protección 51F.

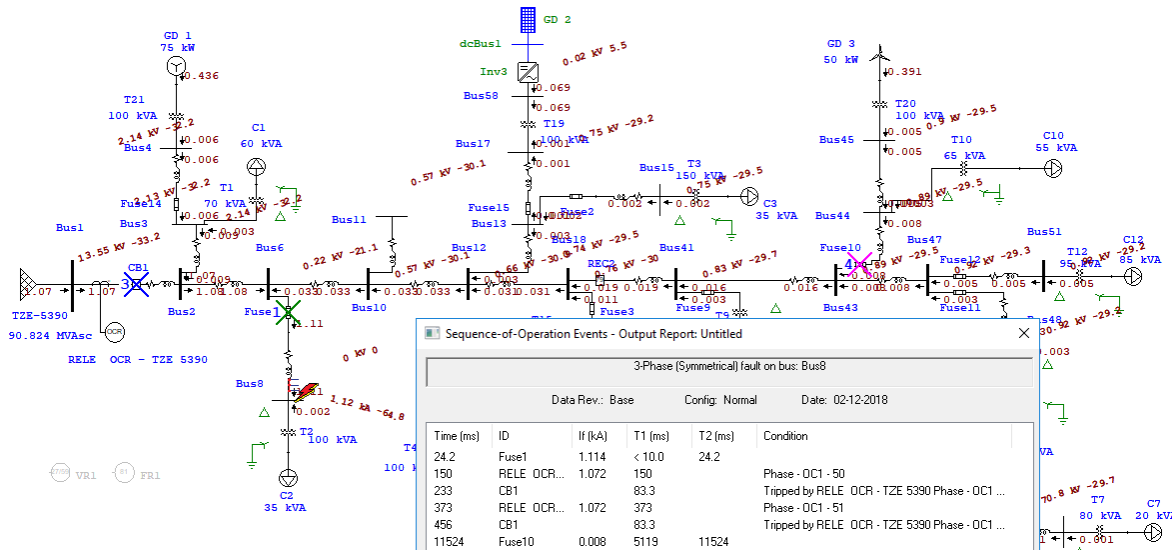


Figura 5.8: *Falla trifásica en el nodo 8 con GD y secuencia y tiempos de operación del fusible 1 y relé de sobrecorriente.*

Al comparar estos tiempos de operación con los de la Tabla 4.2, observamos que los tiempos son los mismos, solo varían unos milisegundos en la apertura del fusible 1 (F1), y hay un aumento como de 11 amperes en el nodo 8, con GD llega a 1.114 KA, y sin GD a 1.103 A, en la Tabla 5.1 observamos las diferencias.

Tabla 5.3: *Secuencia y tiempos de operación de protecciones eléctricas al haber una falla trifásica en el nodo 8 con GD.*

Secuencia de operación y dispositivo de protección	Corriente de CC trifásica (A)	Tiempo de operación del dispositivo con GD (seg)	Tiempo de operación del dispositivo sin GD (seg)	Apertura de interruptor de potencia (seg)
1 Fusible 1	1114	0.0243	0.0242	
2 Protección 50F	1072	0.150	0.150	0.233
3 Protección 51F	1072	0.373	0.373	0.456

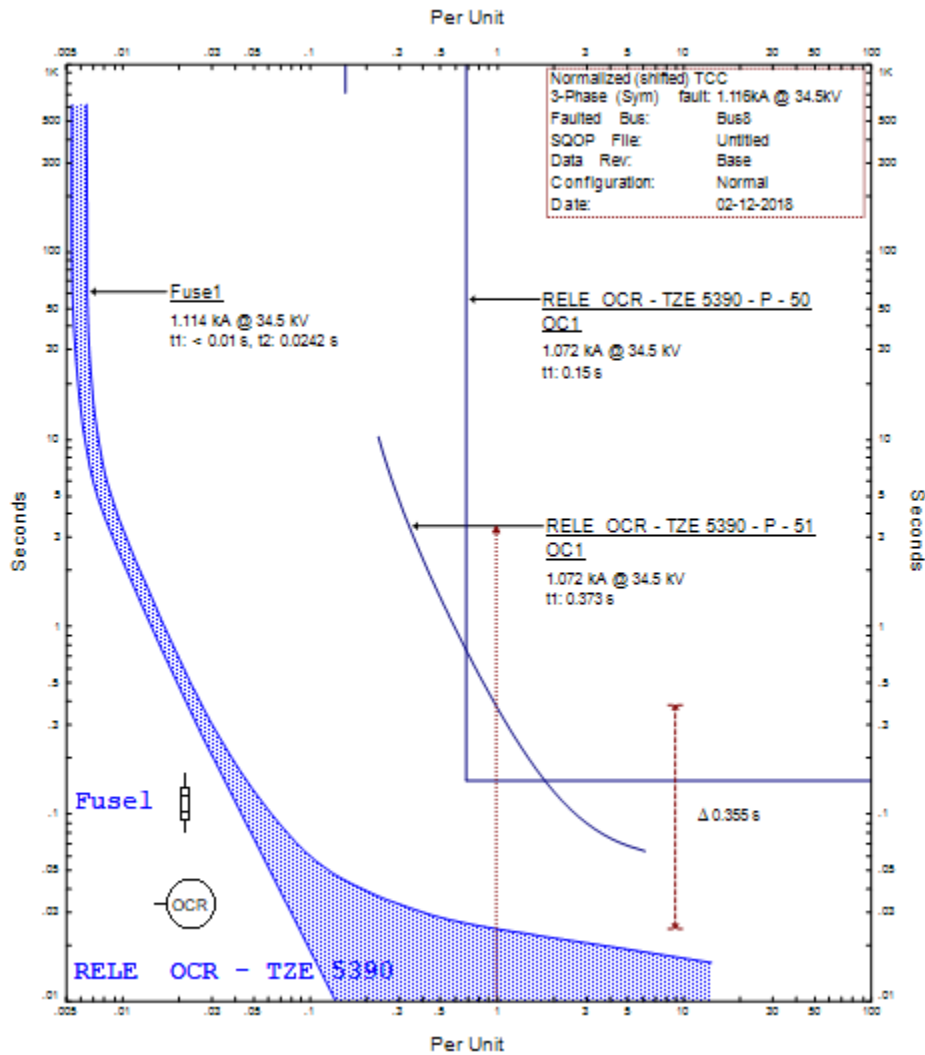


Figura 5.9: Curvas tiempo corriente de relevador de sobrecorriente 50F/51F y fusible 1 con GD, con margen de coordinación de 0.31s entre curva MCT y curva 51F.

Para una falla trifásica en el nodo 4 que es en donde esta GD 1, este ramal es protegido, ya que al ocurrir una falla en dicho nodo la protección de sobrecorriente 50F entraría en operación o la de respaldo 51F, esto afectaría a todo el alimentador ya que al operar esta protección quedaría sin suministro de energía eléctrica gran parte del alimentador, quedando solo la GD 2 y GD 3, como suministradores de energía eléctrica, esto provocaría un desbalance de flujos de potencia y caídas de tensión en todos los nodos de la red.

Dicho lo anterior se decidió colocar dos cortacircuitos fusibles más en el alimentador TZE-5390 Xilitla, un fusible que proteja GD 1 y otro que proteja GD 2, en el caso de GD 3, hay un fusible que protege los dos ramales que es el fusible 10 (F10), aquí no se puede colocar

otro fusible que proteja GD 3 ya que al coordinar se tendría que cambiar de valor de capacidad de corriente al fusible 10 y poner uno de menor capacidad al fusible que se colocaría en GD 3 para poder coordinarlo correctamente, pero si se hace este cambio afectaría las demás coordinaciones de los demás dispositivos de protección

Tabla 5.4: Cortacircuitos fusibles seleccionados mediante ETAP para GD 1 Y GD 2, considerando tiempos de curvas MCT y MMT con fallas trifásicas.

N°	Corriente de carga de cada ramal (A)	Corriente continua del fusible. (A)	Corriente interruptiva del fusible. (KA)	MCT del fusible (seg)	MMT del fusible (seg)	Velocidad Y tamaño	Tensión del fusible (KV)
F14 S&c SMU-20	0.1	3	10	0.0138	0.0099	Rapida 3K	38
F15 S&C SMU-20	0.1	3	10	0.0268	0.0099	Rapida 3K	38

5.3.1 Coordinación de fusible 14 y relevador de sobrecorriente GE Multilin DFP en alimentador TZE-5390 Xilitla.

La coordinación de estos dos dispositivos de protección, de igual manera que la coordinación que se vio en la sección 4.4.1, debe cumplir el mismo criterio que dice, que debe existir un margen mínimo en tiempo de coordinación cuando menos 0.3 segundos entre la curva MCT del fusible y la característica del relevador 51F para la máxima corriente de cortocircuito común a ambos dispositivos. En este caso aplica para una falla trifásica en el nodo 4, para proteger el transformador de distribución de GD 1, al ocurrir dicha falla el fusible 14 (F14) opera primero y el relé de sobrecorriente como respaldo, en la Fig. 5.10, se observa dicha falla en el nodo 4 y en la Fig. 5.11, están las curvas tiempo corriente del fusible 14 y el relé de sobrecorriente.

Como se observa en la Fig. 5.11, la curva MCT del fusible 14 cumple con el criterio de margen de coordinación de 0.3s con la curva de la protección 51F.

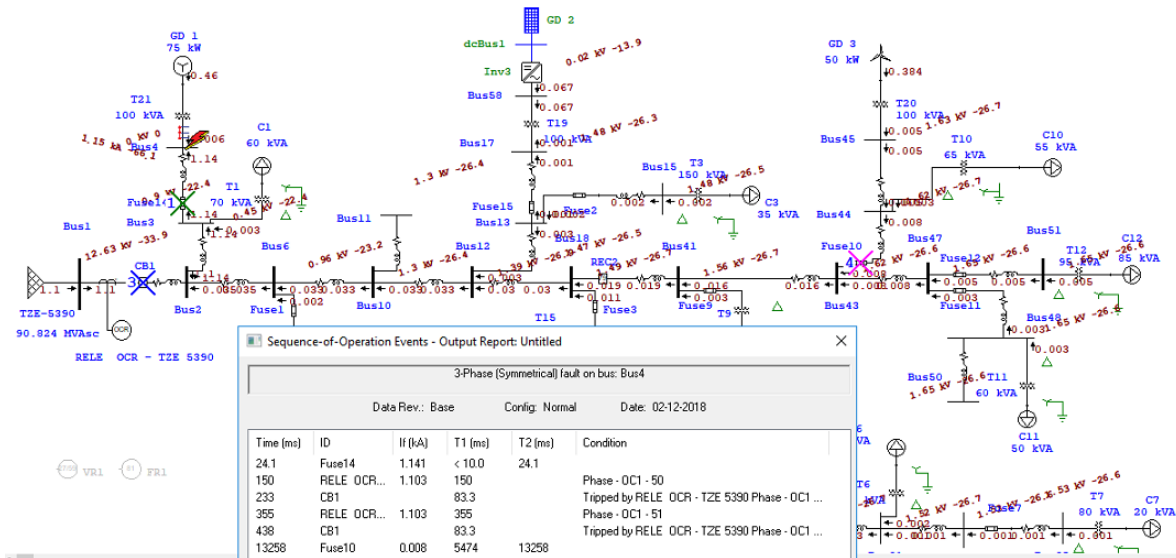


Figura 5.10: Falla trifásica en el nodo 4 con GD y secuencia y de operación del fusible 14 y relé de sobrecorriente.

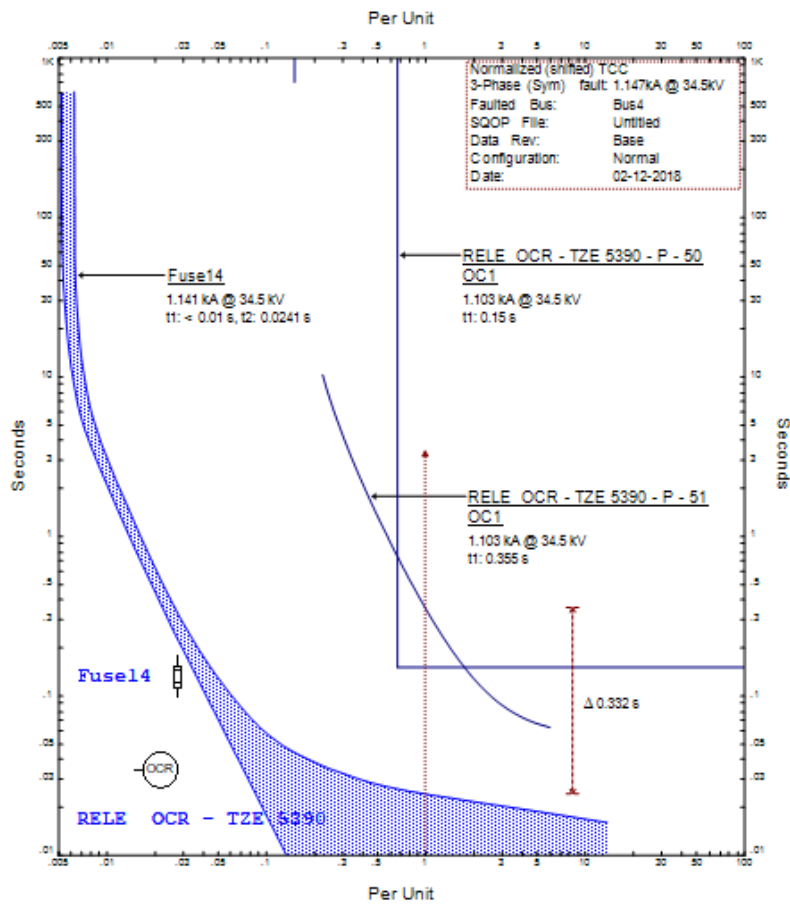


Figura 5.11: Curvas tiempo corriente de relevador de sobrecorriente 50F/51F y fusible 14 con GD, con margen de coordinación de 0.31s entre curva MCT y curva 51F.

En los dos casos anteriores de falla en el nodo 8 y 4, se llega a la conclusión que la coordinación fusible – relevador en los dos casos es correcta con GD en la red, en este caso al inicio del alimentador no tuvo gran impacto la coordinación de protecciones.

5.3.2 Impacto en la coordinación de protecciones al ocurrir una falla trifásica en el nodo 17 y 15 en alimentador TZE-5390 Xilitla.

Como se vio en la sección anterior se colocaron dos fusibles nuevos a la red uno para proteger GD 1 y otro para proteger GD 2, ver Tabla 5.2.

En este caso en particular al ocurrir una falla trifásica en el nodo 17 en donde se encuentra GD 2, la protección primaria es el fusible 15 (F15), y la de respaldo la protección 51F, pero cabe señalar que este ramal cuenta con una línea de 17 Km de distancia, más aparte las distancias de las líneas del alimentador principal, entre más lejos este la falla del relé de sobrecorriente del alimentador principal más tarda en operar debido a que las corrientes de falla son más pequeñas. En la Fig. 5.12 se observa la falla trifásica en el nodo 17 y la secuencia y tiempos de operación de los dispositivos.

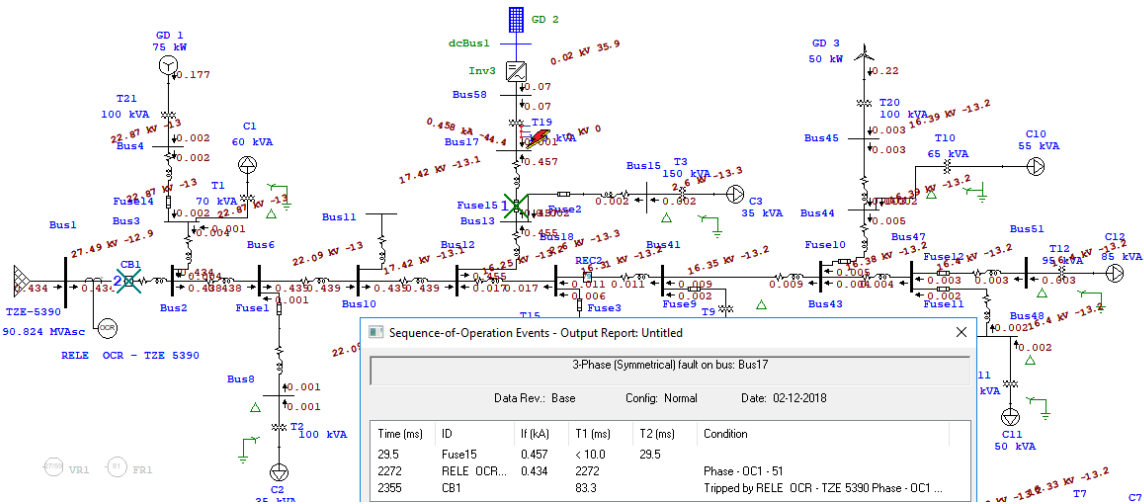


Figura 5.12: Falla trifásica en el nodo 17 con GD y secuencia y tiempos de operación del fusible 15 y relé de sobrecorriente.

Como se observa en la figura anterior, el fusible 15 opera satisfactoriamente, pero el respaldo que es la 51F, opera en 2.272 segundos y el interruptor de potencia de la subestación abre hasta los 2.355 segundos lo cual no es confiable, en la Fig. 5.13 se observan las curvas tiempo – corriente del fusible 15 y la protección 51F.

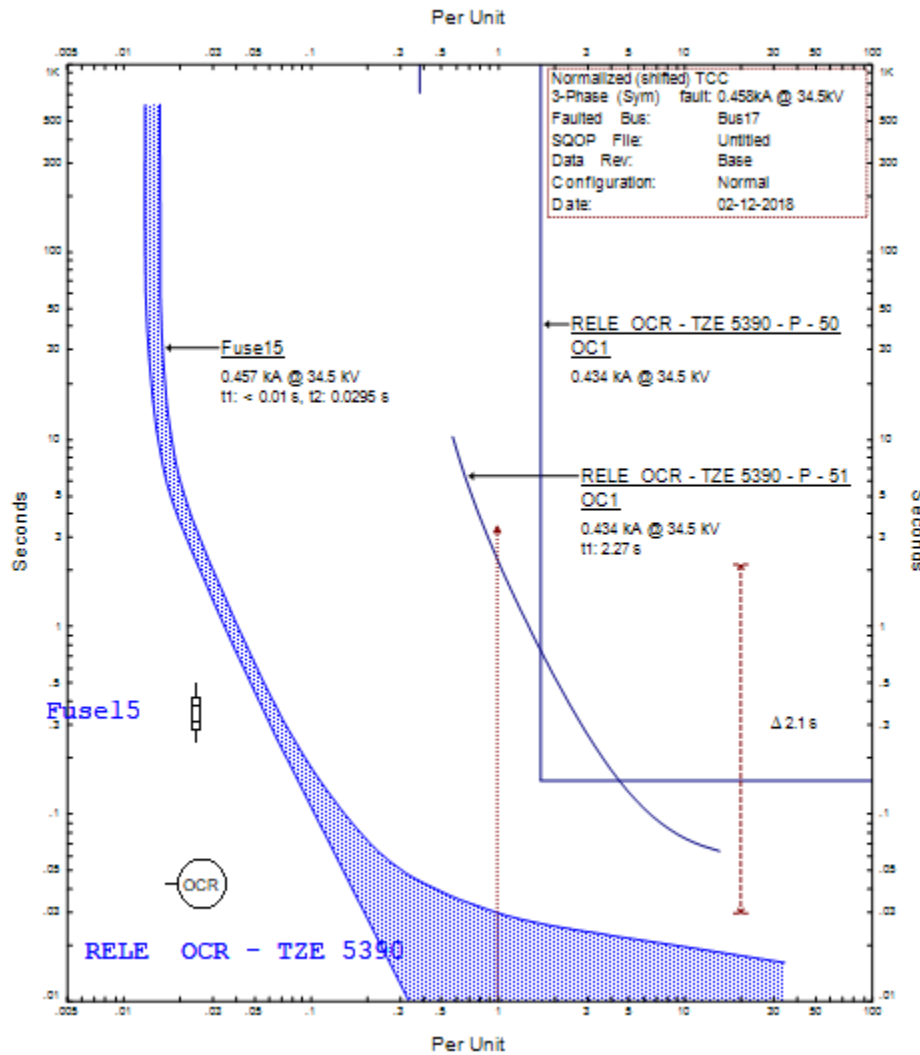


Figura 5.13: Curvas tiempo corriente de relevador de sobrecorriente 51F y fusible 15 ante una falla trifásica en el nodo 17.

Como se observa en la Fig. 5.13, la corriente de falla apenas alcanza a tocar la curva de la protección 51F y hace que opere el relé, la distancia que hay del nodo 17 a la de donde se encuentra el relé es muy distante y la corriente de falla muy pequeña es por eso que el relé apenas alcanza a verla, mientras que la curva de la protección instantánea 50F no ve la falla, por lo tanto no se ve involucrada.

Al ocurrir una falla trifásica en el nodo 15 que es el ramal que se encuentra alado del ramal en donde esta GD 2, la protección primaria es el fusible 2 (F2) que protege el transformador de distribución 3 (T3) y el respaldo es la protección 51F que al igual que el

caso anterior de la falla en el nodo 17, la 51F tarda mucho tiempo en operar, en la Fig. 5.14, se observa la falla en el nodo 15, la secuencia y tiempos de operación del fusible 2 y la protección de sobrecorriente.

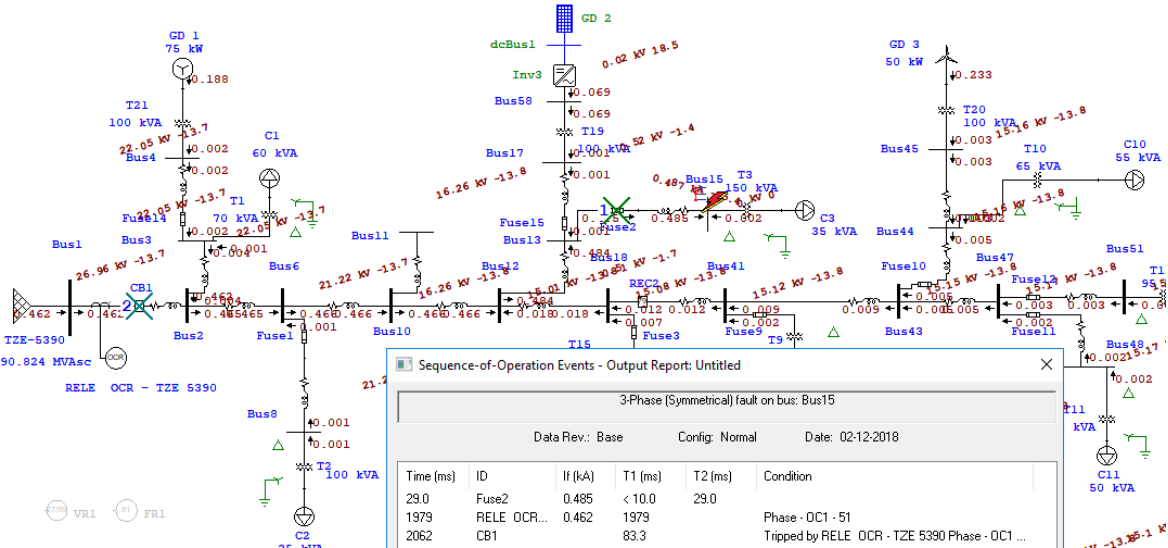


Figura 5.14: *Falla trifásica en el nodo 15 con GD y secuencia y tiempos de operación del fusible 3 y relé de sobrecorriente.*

En el capítulo 4 se vio el mismo caso de una falla trifásica en el nodo 15 sin GD, en la Tabla 5.3 se observa el cambio de tiempos de operación de los dispositivos de protección, en la protección 51F hay un cambio de 22ms, y a pesar del menor aumento que hubo de corriente de falla y tiempo con GD, la protección de respaldo sigue siendo no confiable.

Tabla 5.5: *Secuencia y tiempos de operación de protecciones eléctricas al haber una falla trifásica en el nodo 15 con y sin GD.*

Secuencia de operación y dispositivo de protección	Corriente de CC trifásica (A)	Tiempo de operación del dispositivo con GD (seg)	Tiempo de operación del dispositivo sin GD (seg)	Apertura de interruptor de potencia con GD/sin GD (seg)
1 Fusible 2	485	0.029	0.0291	
2 Protección 51F	462	1.979	1.975	2.06/2.04

5.3.3 Impacto en la coordinación de protecciones al ocurrir una falla trifásica en los nodos aguas abajo del restaurador en alimentador TZE-5390 Xilitla.

En la sección 4.5, del capítulo anterior, se colocaron en el alimentador TZE-5390 Xilitla nuevos fusibles en ramales y subramales para proteger los transformadores de distribución y un restaurador automático en el nodo 18 para liberar fallas transitorias aguas abajo, en los cuales se simularon fallas trifásicas en los nodos 41 y 51 sin GD, para ver la coordinación de protecciones la cual resulto satisfactoria.

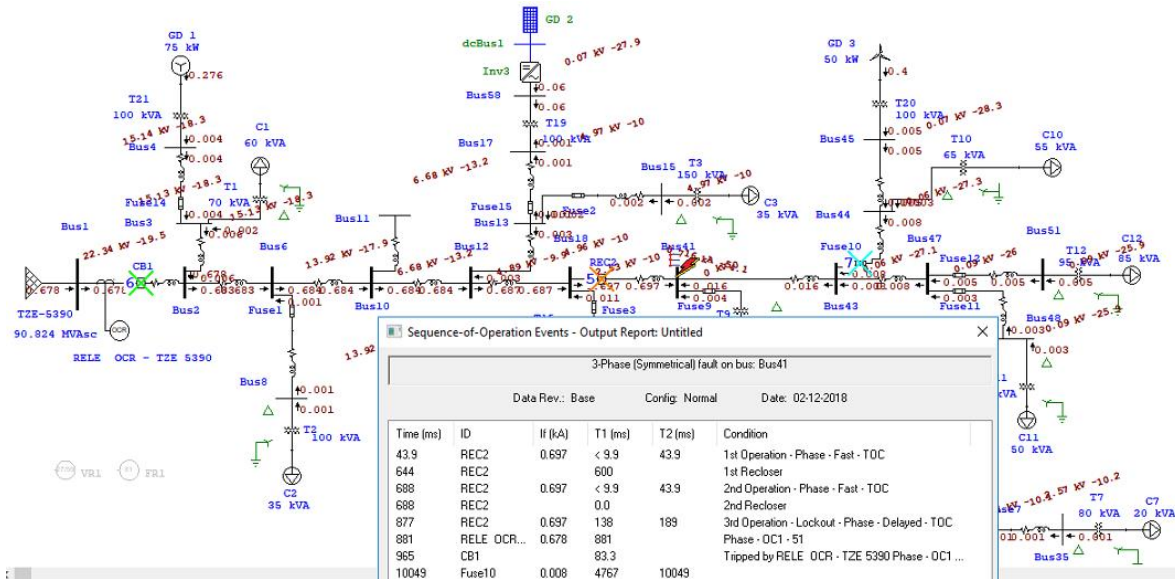


Figura 5.15: Falla trifásica en nodo 41 con GD y secuencia y tiempos de operación de dispositivos de protección.

En la Fig. 5.15, se observa una falla trifásica en el nodo 41 y la secuencia y tiempos de operación de los dispositivos de protección, como se observa hay un impacto en la coordinación de protecciones ya que el fusible 10 (F10) opera, lo cual no debe operar, a pesar que opera al final de la secuencia de operación, esto ocurre al detectar una corriente de falla aportada por la GD 3 y la carga 10 (C10), lo cual en la sección 4.5 una falla en el nodo 41 sin GD el fusible 10 no se veía involucrado y no se ve afectada la coordinación de protecciones.

Para una falla trifásica en el nodo 51 con GD, ver Fig. 5.16, la coordinación de protecciones se ve afectada de nuevo con el fusible 10 (F10), vuelve a operar como en el caso anterior, de igual manera que en el caso de la falla del nodo 41 el fusible 10 no debe operar,

la protección primaria ante una falla trifásica en el nodo 51 es el fusible 12 (F12) y el respaldo es el restaurador.

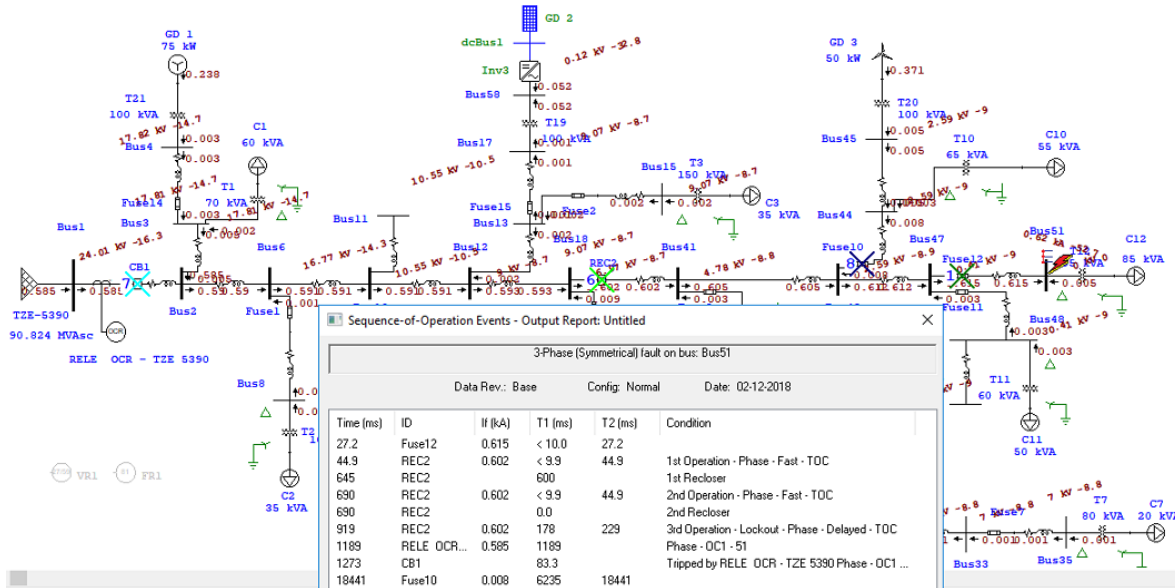


Figura 5.16: *Falla trifásica en nodo 51 con GD y secuencia y tiempos de operación de dispositivos de protección.*

Como se observa en la figura anterior los tiempos de operación no se ven tan afectados pero la secuencia de operación de los dispositivos de protección si, ya que al ocurrir una falla trifásica tanto en el nodo 41 y 51 no debe operar el fusible 10 (F10) y sacar el ramal completo que protege, este es uno de los impactos que tiene la GD en los sistemas de distribución tipo radiales en la coordinación de protecciones, otra observación es que las corrientes de cortocircuito no tienen cambios drásticos en los nodos.

Para una falla trifásica en el nodo 45, ver Fig. 5.17, que es en donde se encuentra GD 3, la coordinación de protecciones es satisfactoria, ya que la protección primaria es el fusible 10 (F10), y el respaldo es el restaurador automático cumpliendo con sus tres operaciones y por último la protección de sobrecorriente 51F que abre el interruptor en un tiempo de 1.264 segundos.

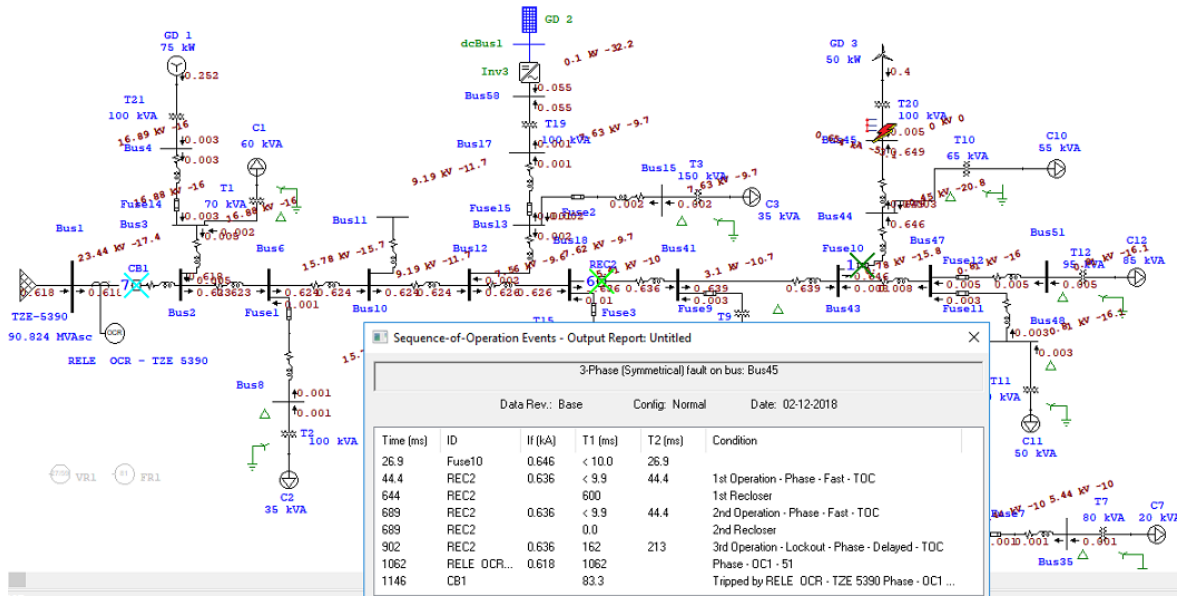


Figura 5.17: *Falla trifásica en nodo 45 con GD y secuencia y tiempos de operación de dispositivos de protección.*

La falla en el nodo 45 es una de las más lejanas de la subestación de potencia, y aun así cumple con la coordinación de protecciones con GD, en el alimentador TZE-5390 Xilitla, en la Fig. 5.18 se observan las curvas del fusible 10 (F10), del restaurador automático y la protección de sobrecorriente.

Otro de los impactos en la coordinación de protecciones que se presenta en esta red de distribución es cuando ocurre una falla trifásica en el nodo 20 con GD, ver Fig. 5.19, en la sección 4.5 del capítulo anterior la coordinación de protecciones era satisfactoria sin GD, pero en este caso la misma falla trifásica en el nodo 20 con GD no cumple con la secuencia de operación de dispositivos de protección, ya que la protección primaria es el fusible 3 (F3) lo cual es correcto pero el respaldo debería ser la protección de sobrecorriente lo cual no opera hasta después, aquí la de respaldo es el fusible 10 (F10), lo cual no debe operar ante esta falla, esto se debe nuevamente a la penetración de GD 3.

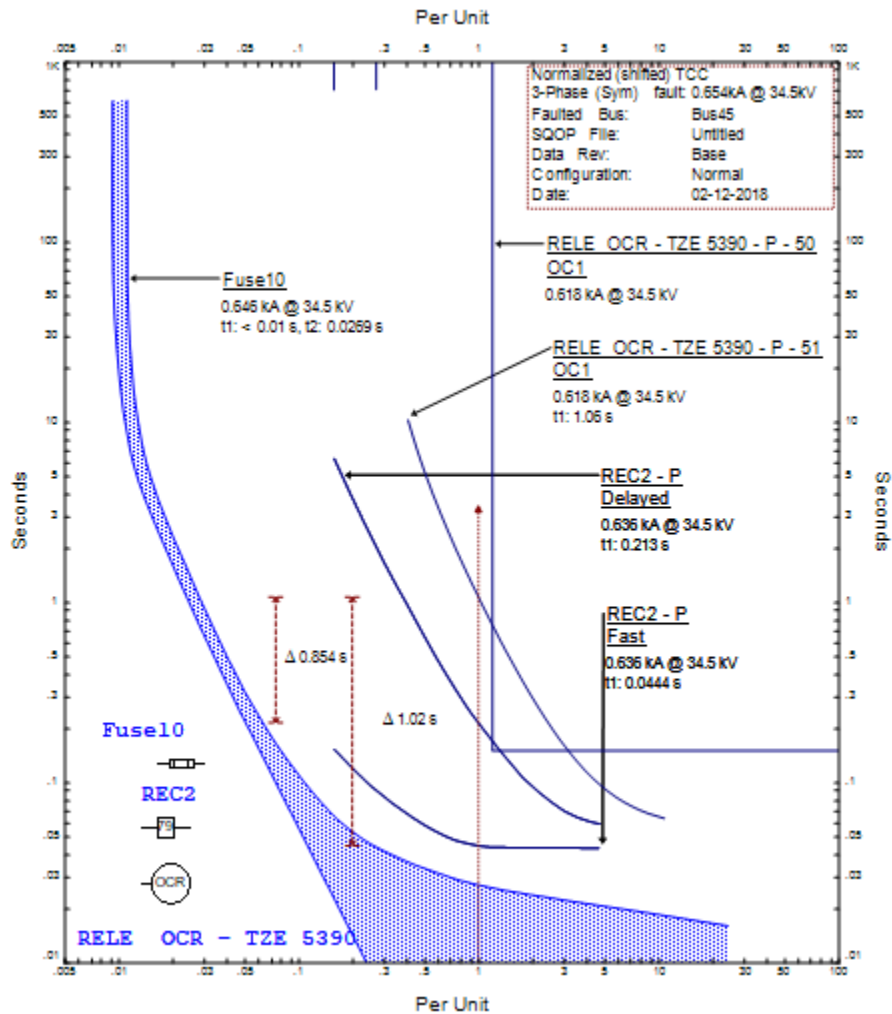


Figura 5.18: Curvas tiempo corriente de relevador de sobrecorriente, Restaurador automático y fusible 10 ante una falla trifásica en el nodo 45.

La falla trifásica en el nodo 20, al comparar la ventana de secuencia y tiempos de operación de los dispositivos de protección de la Fig. 4.9 con la Fig. 5.19, se observa que la coordinación de protecciones es satisfactoria en la Fig. 4.9 que es la falla trifásica sin GD, pero en la Fig. 5.19 en donde la falla trifásica es con GD se pierde la coordinación de protecciones, en el cual el fusible 10 (F10) se ve involucrado de nuevo.

Como se observa en casos anteriores en donde se simulan fallas trifásicas en distintos nodos del alimentador TZE-5390 Xilitla, y donde la GD ha modificado las corrientes de cortocircuito y flujos de potencia, haciendo que dichos dispositivos de protección operen sin

ser requeridos como el fusible 10 (F10), que opera para varias fallas trifásicas en distintos nodos de la red de distribución.

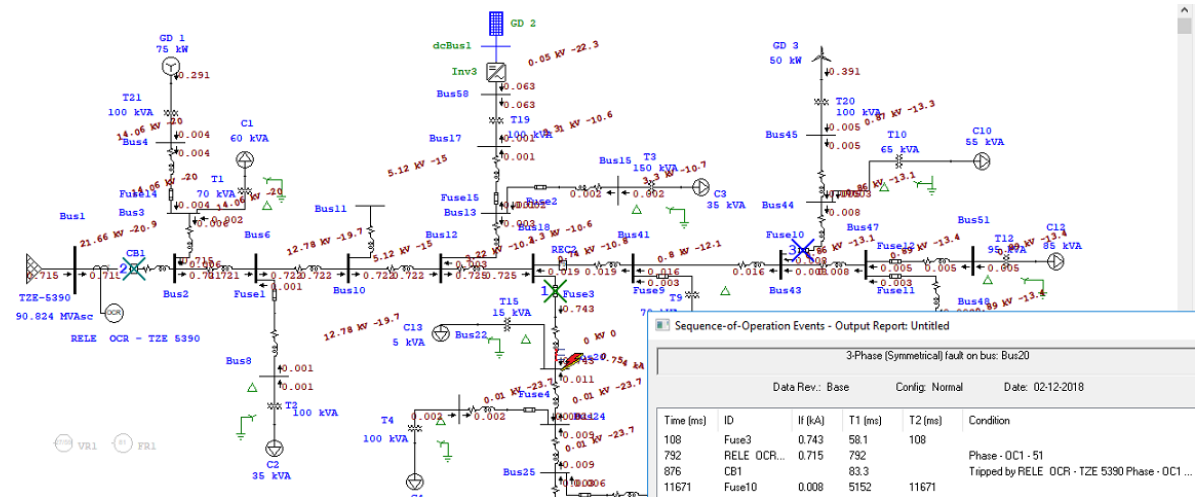


Figura 5.19: *Falla trifásica en nodo 20 con GD y secuencia y tiempos de operación de dispositivos de protección.*

En los nodos 22, 27, 33, 35 y 39, al ocurrir una falla trifásica las corrientes de cortocircuito no sufren gran variación, por lo que la coordinación de fusibles no se ve afectada, solo hay diferencia de muy pocos milisegundos en las curvas MCT de cada fusible, en el caso de la coordinación del fusible 5, 6 y 7, el margen de coordinación de cada fusible varía muy poco pero sigue estando debajo del 75% lo cual cumple con el criterio establecido en la sección 2.8.13 y 2.8.14, ver Fig. 5.20.

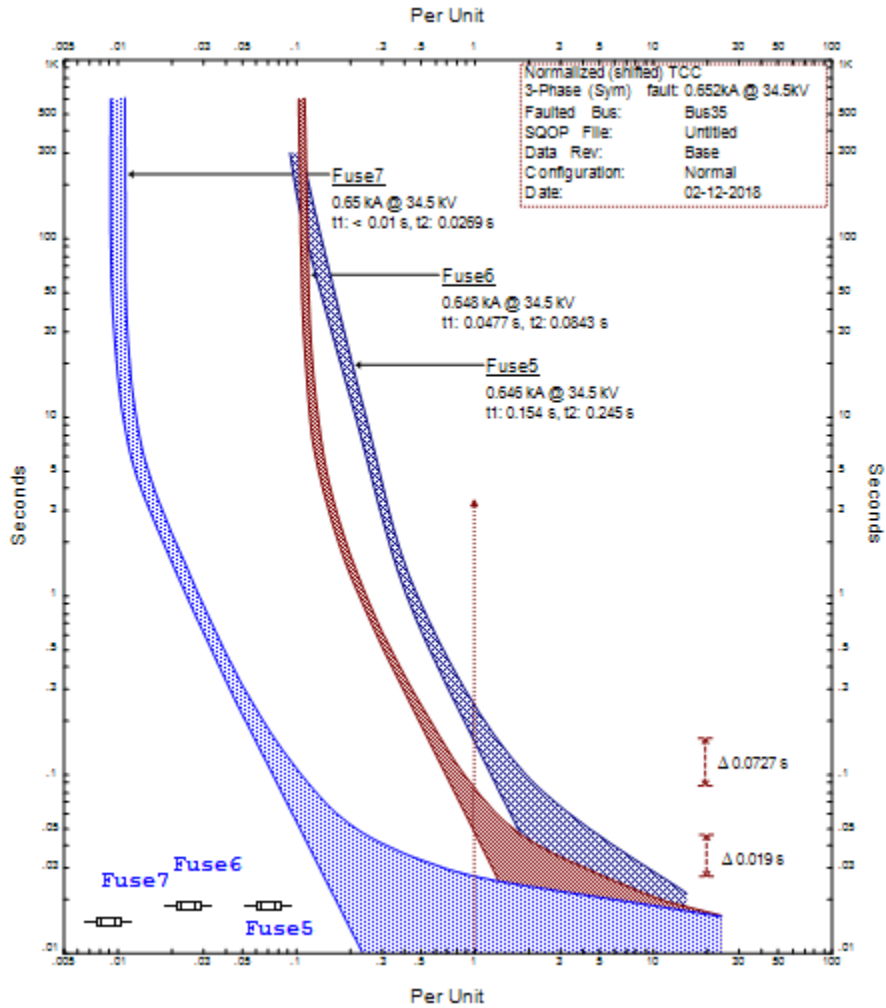


Figura 5.20: *Falla trifásica en el nodo 35 con GD, margen de coordinación de las curvas tiempo - corriente de los fusibles 5, 6 y 7.*

5.4 FLUJOS DE POTENCIA EN ALIMENTADOR TZE-5390 XILITLA CON Y SIN GD.

Los perfiles de voltaje del alimentador TZE-5390 Xilitla sin GD están dentro del nivel de tensión deseado, al igual las corrientes nominales que fluyen en cada línea de distribución, ver Fig. 5.21, el único suministrador de energía en este caso es CFE.

En la Fig. 5.22, se observa como los perfiles de voltaje del alimentador TZE-5390 Xilitla mejoran ya que están en servicio las GD, y las corrientes nominales que fluyen en cada línea de distribución disminuyen dando como ventaja menos perdidas por efecto Joule y menos cargabilidad en las líneas.

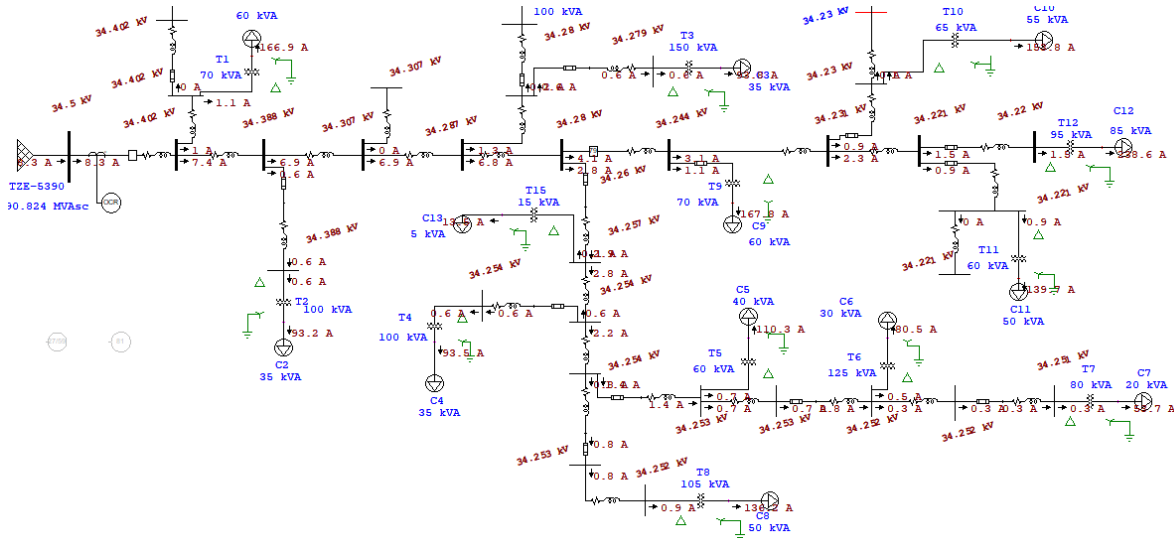


Figura 5.21: Perfiles de voltaje y corrientes nominales de cada línea de distribución del alimentador TZE-5390 Xilitla sin GD.

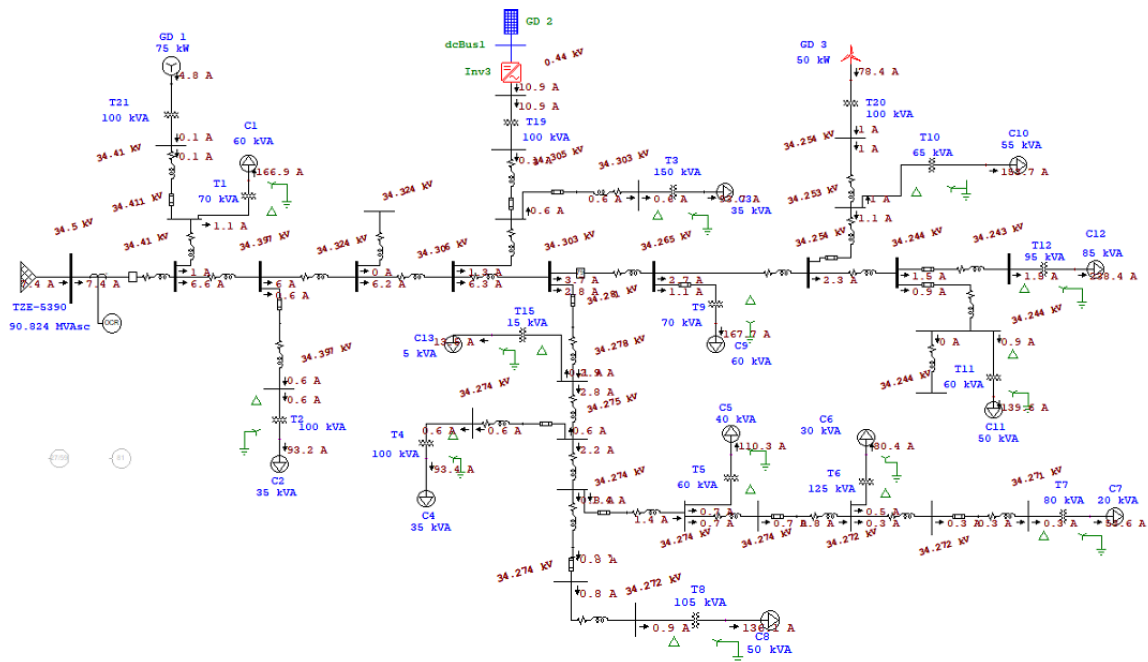


Figura 5.22: Perfiles de voltaje y corrientes nominales de cada línea de distribución del alimentador TZE-5390 Xilitla con GD.

5.5 CONCLUSIONES.

En este capítulo se llegó a la conclusión de que la penetración de la GD en el alimentador TZE-5390 Xilitla tiene un impacto en la coordinación de protecciones en ciertos puntos de la red, como por ejemplo en el nodo 20, 41 y 51, al ocurrir una falla trifásica en estos puntos de la red el fusible 10 (F10) opera sacando el ramal en donde se encuentra GD 3 y el transformador de distribución 10 (T10) y la carga 10 (C10) lo cual no debería operar para sacar este ramal del sistema.

Como se vio en la sección anterior en la Fig. 5.21 y Fig. 5.22, los perfiles de voltaje mejoran en los nodos más próximos en donde se encuentra cada una de las GD en servicio, aunque no mejoran en gran porcentaje pero si se ve un cambio significativo, esto ayuda mucho a los flujos de potencia de cada una de las GD, como vemos también las corrientes nominales en cada línea de distribución disminuyen ayudando a disminuir la cargabilidad de las líneas y aminorar perdidas por efecto Joule.

Los flujos de potencia activa y reactiva que proporcionan las GD también ayudan a que el suministrador de energía principal que es CFE disminuya la potencia activa y reactiva que suministra a la red, en la Fig. 5.23 se observa el suministro de energía que proporciona CFE sin GD y en la Fig. 5.24 el suministro de energía de CFE con GD.

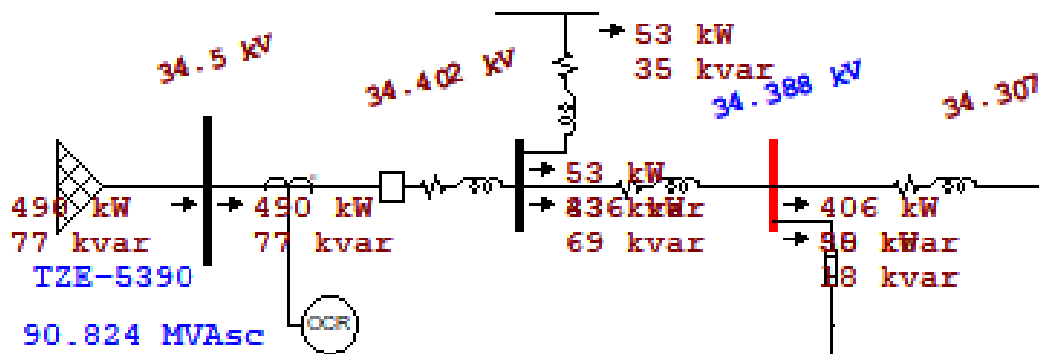


Figura 5.23: Flujos de potencia activa y reactiva que proporciona CFE sin GD.

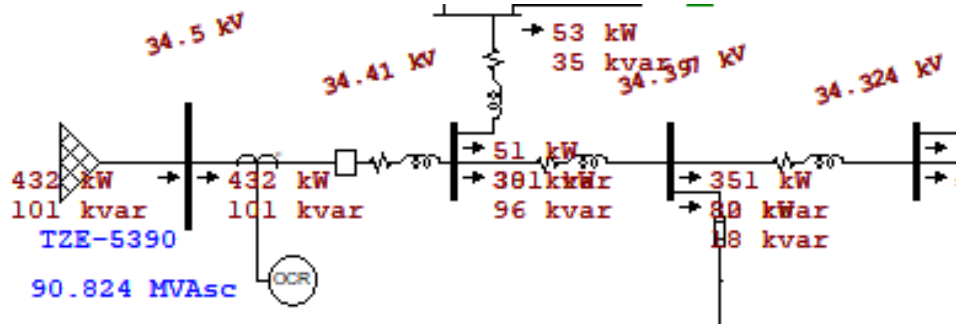


Figura 5.24: Flujos de potencia activa y reactiva que proporciona CFE con GD.

Como se observa en las figuras anteriores la GD ayuda en gran medida a distribuir los flujos de potencia activa y reactiva en la red, hay una diferencia de casi 58 Kw y 24 Kvar, en flujos de potencia en la red con y sin GD.

La GD en la red de distribución afecta también en algunos casos los tiempos de operación de los dispositivos de protección, y también cambia un poco las corrientes de cortocircuito, pero el mayor impacto fue en la secuencia de operación de algunos dispositivos de protección como el fusible 10 (F10) y el restaurador automático.

En el nodo 44 y 45 al ocurrir una falla trifásica cabe señalar que GD 3 por ser una generación proveniente de la energía eólica, la corriente de cortocircuito es variante en el tiempo y puede ser un peligro para el personal de la planta, ya que al operar el fusible 10 (F10), ese ramal queda apartado del alimentador TZE-5390 Xilitla, y puede pasar a modo isla ya que la GD 3 sigue aportando corriente de cortocircuito a ese ramal. En sistemas eléctricos de distribución tipo radial que cuentan con mayor capacidad de carga y que son más robustos, y en los que se interconectan aerogeneradores más grandes es conveniente protegerlos con una protección de sobrecorriente (50/51) y una protección de sobre voltaje (59) y bajo voltaje (27) y también una protección de sobre y baja frecuencia (81), ya que al ocurrir el modo isla el voltaje y la frecuencia fluctúan dependiendo de la carga que tenga si es mayor o menor a la GD.

Las corrientes de cortocircuito no se ven tan afectadas por la conexión de GD en el sistema, debido a que las GD no son muy grandes en términos de potencia generada, en la Fig. 5.25 se observa el sistema eléctrico de distribución TZE-5390 Xilitla con sus corrientes

En la Fig. 5.27 se observan las corrientes de cortocircuito de línea a tierra del alimentador TZE-5390 Xilitla en cada nodo sin GD y en la Fig. 5.28 las corrientes de cortocircuito de línea a tierra con GD.

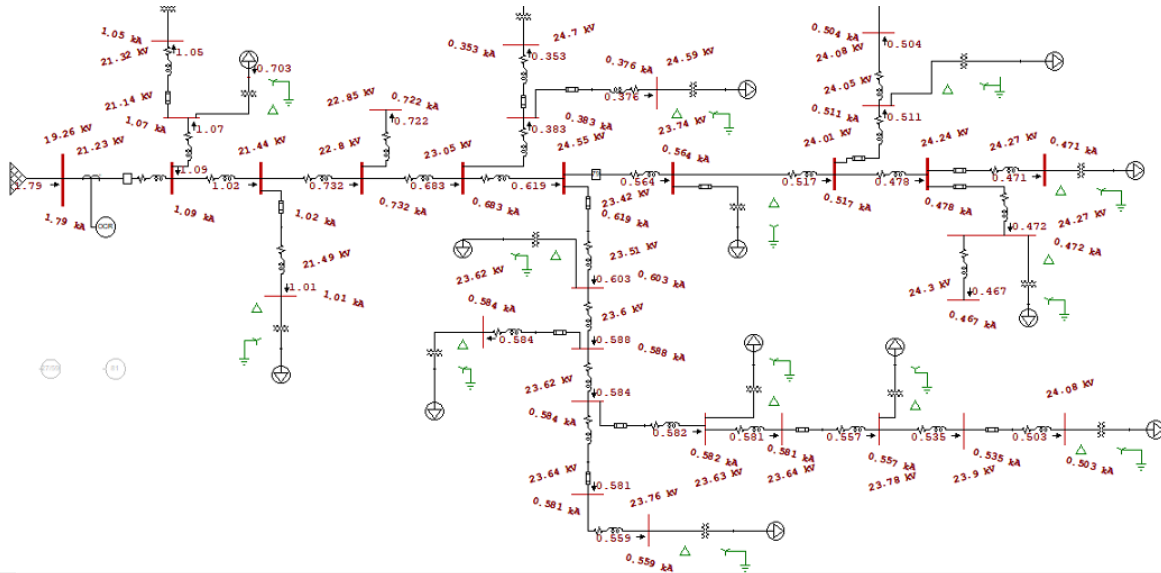


Figura 5.27: Corrientes de cortocircuito de línea a tierra en cada nodo del alimentador TZE-5390 Xilitla sin GD.

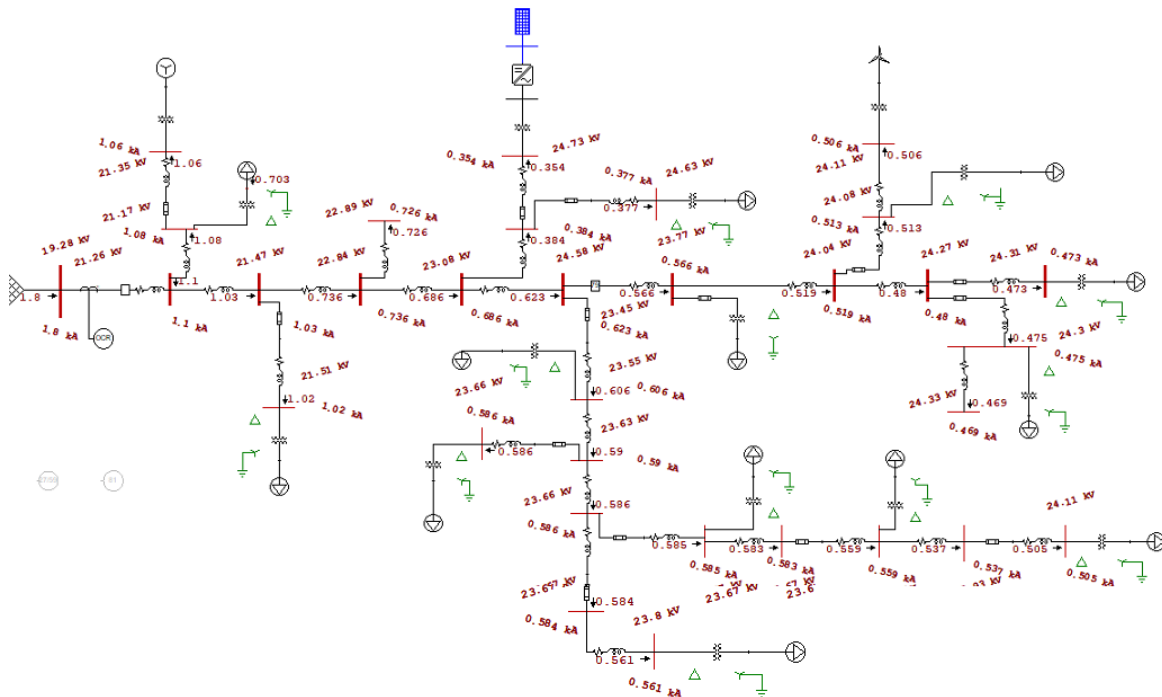


Figura 5.28: Corrientes de cortocircuito de línea a tierra en cada nodo del alimentador TZE-5390 Xilitla con GD.

Los trabajos futuros que pueden surgir en este proyecto puede ser lo comentado anteriormente las protecciones para la turbina eólica para evitar efecto isla en sistemas de distribución tipo radial, también abordar temas de estabilidad de sistemas eléctricos de distribución, armónicos en la red debido a los inversores ocupados en la interconexión a la red de energías renovables, flujos de potencia, coordinación de protecciones eléctricas, así como también algoritmos de protección para las energías renovables, etc.

Referencias

- [1] Jorge Alberto Morales Vallejo, “Coordinación de protecciones en sistemas de distribución con generación distribuida” Junio 2007.
- [2] Raul Velázquez Sánchez, Héctor G. Sarmiento, José L. Silva, Gilberto Vidrio Lopez, Rolando Nieva Gomez. “Introducción al concepto de micredes” IIE. 2014.
- [3] Samuel Ramírez Castaño. “Redes de distribución de energía” Universidad Nacional De Colombia, 2004.
- [4] Luis Alonso Chisin Cayo. Byron Santiago Escobar Guanoluisa, “Análisis de confiabilidad de los sistemas eléctricos de distribución eléctrica con penetración de generación distribuida” Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Escuela politécnica de Ecuador, Junio 2015.
- [5] J. Kennedy, P. Ciufu & A. Agalgaonkar, "A review of protection systems for distribution networks embedded with renewable Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 58, pp. 1308-1317, 2016. University of Wollongong-
- [6] Ashok, Sidharth Parmar, “Modeling and Protection Scheme for IEEE 34 Radial Distribution Feeder with and Without Distributed Generation" (2014).*Theses and Dissertations*. Paper 394.University of Wisconsin.
- [7] Samuel Ramírez Castaño, “Protección de sistemas eléctricos”, Primera edición. Universidad Nacional De Colombia Manizales. 2005.
- [8] Martha Yessica Vanessa Bedoya Toro, Felipe Cadavid Giraldo, “Coordinación de relés de sobrecorriente en sistemas de distribución con penetración de generación distribuida”, Universidad Tecnológica De Pereira, Facultad de Ingenierías, Programa de Ingeniería Eléctrica, 2015.

- [9] General Electric, Enrique Oswaldo Luna Urias "Systems Engineering Agency And Distributor Sales Operation Contractor Equipment Division".
- [10] Gabriel Gonzalez Gonzalez, "Análisis de cortocircuito a sistemas eléctricos", Instituto Politécnico Nacional Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, 2010.
- [11] Arroyo Castillo Jesus Eduardo, Guadarrama Rendon Edgar, "Protecciones eléctricas en subestación San Francisco 85-23KV/30MVA", Instituto Politécnico Nacional Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, 2012.
- [12] Arturo Hernández Álvarez, Jaime Palomares Torres, Egon Schtulmann Haushalter, "Manual de procedimientos para coordinación de protecciones de sobrecorriente en sistemas de distribución", Comisión Federal de Electricidad, 1997.
- [13] GE multilin, "Digital feeder protection relay DFP 100", Instruction manual, 1999.